



Estimación de costo de capital para una empresa de distribución eléctrica en  
el Perú

Tesis presentada en satisfacción parcial de los requerimientos para obtener  
el grado de Magister en Finanzas por:

Auqui Hinostroza Irma Soledad (1712774)

Programa de la Maestría en Finanzas

Lima, 24 de noviembre de 2020

Esta tesis

*Estimación de costo de Capital para una empresa de distribución eléctrica  
en el Perú ha sido aprobada para sustentación*

Ha sido aprobada



.....  
Luis A. Piazzon Gallo (Jurado)



.....  
Jorge Guillen Uyen (Jurado)



.....  
Carlos Aguirre Gamarra (Asesor)



.....  
Alfredo Mendiola Cabrera (Asesor)

Universidad ESAN

2020

## **Dedicatoria**

A mis padres, por ser el ejemplo, guía, luz y esperanza

A mis hermanos, por su apoyo incondicional

A mis amigos y todos aquellos que contribuyeron desinteresadamente con este  
proyecto

## **RESUMEN EJECUTIVO**

El presente trabajo de investigación denominado: "Estimación de costo de capital para una empresa de distribución eléctrica en el Perú" tiene como objetivo primordial proponer cuantitativamente, la conveniencia de una metodología a utilizar para el cálculo del Costo de Capital de las empresas peruanas de distribución eléctrica. Debido a que, actualmente en nuestro país la regulación indica el retorno de la actividad debe de ser determinada como una tasa de actualización. Esta tasa de actualización es la misma que interviene en el cálculo del costo de la actividad de Distribución (Valor agregado de Distribución), la cual se agrega al peaje de transmisión y al costo de generación; los cuales son los elementos que componen la tarifa a ser cobrada al consumidor final.

A nivel internacional, existe gran experiencia en la realización de dichos cálculos en el sector de distribución de la energía eléctrica; es por ello, que se ha realizado el análisis de las metodologías utilizadas en los cálculos efectuados en países de la región, tales como Brasil y Colombia. Estos países son considerados como óptimos para el análisis, por diversas razones. En el caso de Brasil, este presenta un nivel de detalle de información bastante considerable para realizar el cálculo de la remuneración de capital. A diferencia de Colombia, que es el país de la región con un crecimiento económico muy similar al nuestro; por lo que resulta conveniente tomar los criterios utilizados en dicho país, en materia de distribución eléctrica para los cálculos deseados.

En el Perú, se reconocen tres actividades en el sector eléctrico: generación, transmisión y distribución. Las tres actividades presentan estructuras de regulaciones diferentes; la primera presenta una estructura de libre competencia y las otras dos por tratarse de un mercado de monopolio natural presentan una estructura regulada. En el caso de la última actividad, la condición de monopolio natural es la que hace necesaria la intervención del estado, a fin de establecer barreras de entrada, así como, de regular el establecimiento de precios al consumidor final.

Finalmente, se concluye que, de acuerdo con las condiciones existentes en nuestro país y de acuerdo con la experiencia internacional en el sector de distribución eléctrica. Para el cálculo del costo de capital la metodología más adecuada es el Weigh Avergae Cost of Capital (WACC), la cual es la metodología más utilizada por las agencias reguladoras internacionales; tal y como es el caso de Brasil y Colombia, puesto que, en ambos casos, sus cálculos agrupan fuentes de financiamiento propio y de terceros incluyendo los beneficios tributarios.

En lo que se refiere al costo de Capital propio existen metodologías alternas como es el modelo multifactorial APT (Arbitrage Price Theory), o el de dividendos DGM (Dividend Growth Model); sin embargo, se concluye que el CAPM (Capital Asset Pricing Model) es la más adecuada por su simplicidad y por supuestos de diversificación de carteras y de inversor racional. Además de ser la más utilizada por agencias reguladoras en el exterior. En el caso del mercado peruano, se optó por un CAPM Global ajustado, ya que nuestro país no cuenta con un mercado de capitales desarrollado.

En los cálculos realizados, se obtuvo un resultado de costo de capital propio de 8.51% y un WACC real después de impuestos de 7.20%. Con dichos resultados se calculó el VAD para los periodos 2018 – 2022 para los voltajes de media y baja tensión.

## **ABSTRACT**

The present research paper: " Cost of Capital estimation for a Peruvian Electric Distribution Company" has the main objective of proposing quantitatively, the convenience of a methodology to be used to calculate the Cost of Capital of the Peruvian electricity distribution companies. Due to, its importance for investors since is the return that they expect to receive for their inversions, and for final consumers. In our country the regulation indicates that the return of the activity is established as an update rate, this update rate intervenes in the calculation of the cost of the Distribution activity (VAD) that is added to the transmission and generation costs, which are the elements that make up the final rate to be charged to the final consumer.

Regarding other countries, there is much experience in carrying out such calculations in the electric power distribution sector. That is why the analysis of the Cost of Capital calculations made in the countries of the region, like Brazil and Colombia, has been carried out. These countries are considered optimal for this analysis, since the fact that Brazil presents a considerable level of detail to calculate the capital remuneration; and the second one, Colombia presents an economic growth very similar to Perú, as they belong to the same region, it is convenient to take the criteria in terms of electricity distribution for the desired calculations.

In Peru, the electricity sector is divided into three main activities: generation, transmission, and distribution. The three activities have different regulatory structures; In the case of the first activity, it has the so-called "free competition" structure and the other two, because it is a natural monopoly market, have a regulated structure. In the case of the last two, the condition of natural monopoly is what makes the intervention of the state necessary, to establish entry barriers, as well as to regulate the establishment of prices for the final consumer.

Finally, it is concluded that, in accordance with the existing conditions in our country and in accordance with international experience in the electricity distribution

sector. For calculating the cost of capital, the most appropriate methodology is the Weighted Average Cost of Capital (WACC) in conjunction with the methodology of Capital Asset Price Model (CAPM) for the equity cost calculation, both methodologies are the most used by international regulatory agencies around the world.

## INDICE GENERAL

<b>CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>2</b>
1.1 ANTECEDENTES.....	2
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	5
1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN .....	7
1.3.1 <i>Objetivo General</i> .....	7
1.3.2 <i>Objetivos Específicos</i> .....	8
1.4 DELIMITACIONES DE LA TESIS .....	8
1.4.1 <i>Alcances</i> .....	8
1.4.2 <i>Limitaciones</i> .....	9
1.4.3 <i>Contribución</i> .....	9
<b>CAPÍTULO 2 MARCO CONCEPTUAL .....</b>	<b>10</b>
2.1 METODOLOGÍAS DE CÁLCULO DE COSTO DE CAPITAL .....	10
2.1.1 <i>Weighted Average Cost of Capital (WACC)</i> .....	10
2.1.2 <i>Metodologías de Valuación de Activos de Capital</i> .....	11
2.1.2.1 Capital Asset Price Model (CAPM) .....	11
2.1.2.1.1 <i>Beta <math>\beta</math></i> .....	12
2.1.2.1.2 <i>Tasa Libre de Riesgo (<b>RF</b>)</i> .....	13
2.1.2.1.3 <i>Prima de Riesgo del Mercado (<b>RM- RF</b>)</i> .....	14
2.1.2.2 Arbitrage Pricing Theory (APT).....	15
2.1.2.3 Dividend Discount Model (DDM).....	16
2.1.2.4 Flujo de caja o Flujo de efectivo.....	18
2.1.2.5 Relación entre el flujo de efectivo y la tasa de descuento .....	20
2.1.2.6 Relación entre el Riesgo Regulatorio y el Costo de Capital .....	21



<b>CAPÍTULO 3 MARCO METODOLÓGICO.....</b>	<b>23</b>
3.1 MODALIDAD DE INVESTIGACIÓN .....	23
3.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN .....	24
3.3 FORMULACIÓN DE ESQUEMA DE TRABAJO .....	24
3.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE ACOPIO DE INFORMACIÓN .....	26
3.5 TÉCNICAS DE ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN .....	26
<b>CAPÍTULO 4 EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO .....</b>	<b>27</b>
4.1 SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO EN EL PERÚ.....	27
4.1.1 <i>Generación de energía eléctrica</i> .....	28
4.1.2 <i>Transmisión de Energía Eléctrica</i> .....	31
4.1.3 <i>Distribución de Energía Eléctrica</i> .....	32
4.1.3.1 Tipos de Distribución Eléctrica en el Perú.....	32
4.1.3.2 Características de la Red de Distribución Eléctrica .....	33
4.1.3.3 Sectores Típicos de Distribución .....	34
4.1.3.4 Tipo de Clientes - Usuarios .....	34
4.2 REGULACIÓN DEL SECTOR DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN EL PERÚ .....	35
4.2.1 <i>Remuneración de la actividad de Distribución</i> .....	36
4.2.1.1 Regulación por Precio Máximo (Price Cap) .....	36
4.2.2 <i>Regulación tarifaria de la actividad de Distribución</i> .....	38
4.3 CÁLCULO DE LA TARIFA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN EL PERÚ .....	39
4.3.1 <i>Referente al cálculo</i> .....	41
4.3.2 <i>Cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD)</i> .....	44
4.3.2.1 Cálculo de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo .....	44
4.4 CÁLCULO DEL COSTO DE CAPITAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO EN EL PERÚ (SITUACIÓN ACTUAL)	46

<b>CAPÍTULO 5 EL SECTOR ELÉCTRICO EN BRASIL Y COLOMBIA Y SUS COSTOS</b>	
<b>DE CAPITAL .....</b>	<b>48</b>
5.1 CASO COLOMBIA .....	48
5.1.1 Regulación de la actividad de Distribución .....	49
5.1.2 Costo de capital.....	49
5.2 CASO BRASIL .....	52
5.2.1 Regulación de la actividad de Distribución .....	52
5.2.2 Costo de capital.....	53
5.2.3 Ajuste por riesgo regulatorio .....	54
<b>CAPITULO 6 PROPUESTA Y ESTIMACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL PARA UNA</b>	
<b>EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN EL PERÚ .....</b>	<b>56</b>
6.1 CÁLCULO DEL COSTO DE CAPITAL .....	56
6.1.1 Cálculo del Costo de Capital Propio <b>RS</b> .....	56
6.1.1.1 Tasa Libre de Riesgo ( <b>Rf</b> ).....	57
6.1.1.2 Beta ( <b>β</b> ) .....	60
6.1.1.3 Prima por riesgo de mercado <b>RM – RF</b> .....	62
6.1.1.4 Riesgo País .....	63
6.1.1.5 Riesgo por afrontar una regulación tipo Price Cap .....	64
6.1.2 Cálculo del Costo de Capital propio <b>RS</b> .....	67
6.1.3 Cálculo de la tasa de remuneración.....	67
6.1.4 Estructura de Capital ( <b>S y B</b> ).....	68
6.1.5 Costo de la Deuda ( <b>RB</b> ) .....	70
6.1.6 Cálculo del WACC .....	71
6.1.7 Cálculo del VAD 2018-2022 .....	71

<b>CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>73</b>
7.1 CONCLUSIONES .....	73
7.1.1 <i>Conclusión - Objetivo General</i> .....	73
7.1.2 <i>Conclusiones - Objetivos Específicos</i> .....	74
7.2 RECOMENDACIONES.....	75
<b>LISTA DE REFERENCIAS.....</b>	<b>77</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>80</b>

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1	Valores promedio de beta de activos por régimen regulatorio y sector.....	22
Tabla 2	Plan de Trabajo.....	25
Tabla 3	Tipos de usuario de acuerdo con la demanda.....	35
Tabla 4	Composición al cliente Final .....	41
Tabla 5	Comparación entre los países .....	55
Tabla 6	Tasas Bonos USA Diciembre 2017 .....	59
Tabla 7	Definición de Betas del Sector .....	61
Tabla 8	Cálculo de la Beta apalancada al mercado .....	62
Tabla 9	Riesgo del Mercado.....	63
Tabla 10	Tasas de interés: EMBIG .....	64
Tabla 11	Ajuste por afrontar una regulación tipo Price Cap .....	66
Tabla 12	Cálculo del Costo de Capital .....	67
Tabla 13	Información deuda Capital en miles de soles S/ 000 .....	69
Tabla 14	Relación de Promedios .....	69
Tabla 15	Costo de la Deuda Empresas de distribución eléctrica .....	70
Tabla 16	Cálculo del WACC.....	71
Tabla 17	Simulación del cálculo del VAD para ENEL.....	72

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Evolución del sector eléctrico .....	4
Figura 2 Formación de las Tarifas Eléctricas en el Perú .....	28
Figura 3 Proceso de Transformación de la Energía Primaria .....	29
Figura 4 Esquema Tarifario.....	40
Figura 5 Diagrama de la regulación del cálculo del VAD.....	44
Figura 6 Clasificación del Regimen Regulatorio.....	51

## **CAPÍTULO 1**

### **INTRODUCCIÓN**

El costo de capital de una empresa es el rendimiento requerido por los proveedores de fondos para efectuar una inversión en una organización con fines de lucro. Para el caso específico del sector eléctrico, este costo tiene relación directa con las tarifas eléctricas que se facturan a los consumidores finales.

El costo de capital de una empresa de distribución eléctrica debe ser “razonable”, es decir, que permita a los inversionistas obtener un retorno justo sobre la inversión realizada, sin que esto perjudique a los consumidores finales. Tal como se indicará posteriormente, el costo de capital forma parte del cálculo del valor agregado de distribución (VAD) <sup>1</sup>.

En el presente trabajo de investigación, a fin de desarrollar una metodología adecuada para el cálculo del costo de capital para el sector de distribución eléctrica, se busca consensuar (i) la literatura financiera, (ii) la experiencia de otros países en un sector eléctrico regulado, y (iii) el marco regulatorio nacional.

Adicionalmente, en la presente investigación, se buscó establecer una metodología para el cálculo del costo de capital para el sector de distribución eléctrica, tomando en cuenta los riesgos y cambios de los factores que intervienen en dicho cálculo.

#### **1.1 Antecedentes**

Hacia el año 1972, el Gobierno Peruano nacionalizó la actividad eléctrica en el Perú (DL 19521), quedando en poder del Estado el 70% del capital; en tanto el 30% restante permaneció en manos de pequeños inversionistas privados. En esa época, las

---

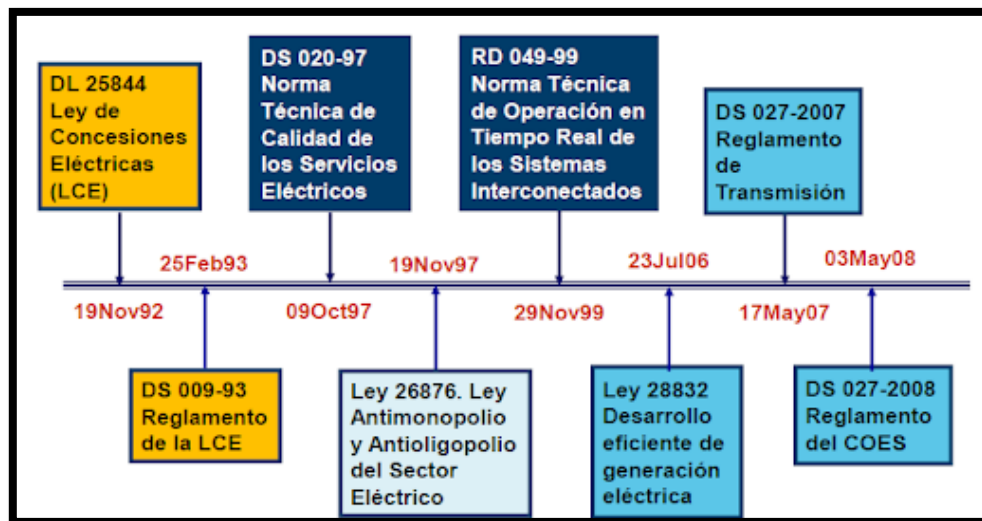
<sup>1</sup> El Valor Agregado de Distribución es una herramienta que se utiliza para el cálculo de las tarifas de distribución eléctrica. Está conformada por una serie de costos que se encuentran ligados a los consumidores finales, sin tener en cuenta la potencia y energía. También se encuentran asociadas las pérdidas de distribución y los costos de capital, operación y mantenimiento de distribución.

actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad formaban parte de un solo bloque, el mismo que se encontraba verticalmente integrado y de corte monopólico por parte del Estado; esta condición limitaba el crecimiento del sector restringiendo así el ingreso de inversión privada dentro de dicha actividad económica.

En el año 1992, con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley 25844, en adelante LCE) se privatizó y se logró regular el mercado eléctrico, estableciendo tres segmentos enteramente diferenciados: generación, transmisión y distribución, los cuales debían realizarse por agentes independientes. Esta reestructuración del sector eléctrico permite introducir inversión privada, mediante la privatización de empresas del sector, lo cual permitió ampliar la red de servicio público en el país. Asimismo, se establece libertad de precios para ciertas actividades del sector eléctrico, pero también se establece un mecanismo de regulación de precios para las actividades que así lo requieran.

En la LCE se establece que existen tres entes supervisores en el sector eléctrico: (i) el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), el mismo, que está encargado de regular, supervisar y fiscalizar la actividad eléctrica a nivel nacional; (ii) el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), encargado de operar el sistema interconectado y administra el mercado eléctrico de corto plazo; y, (iii) el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) encargado de que las principales líneas de transmisión eléctrica se encuentran interconectadas. Tal como se puede observar en la Figura 1, después de los cambios del año 1992, se promulgaron otras disposiciones y leyes complementarias que permitieron realizar mejoras dentro del sector energía.

**Figura 1 Evolución del sector eléctrico**



*Fuente:* Osinergmin

La LCE establece, en el artículo 79°, que la tasa de retorno para el sector eléctrico sea de 12% real anual. Esta tasa sólo puede ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), siempre y cuando se realice previamente un análisis y que este sea encargado por la Comisión de Tarifas Eléctricas a uno o más especialistas. Cabe señalar, que dicha tasa de actualización se determinó de acuerdo con el contexto económico y político del año en que la ley se publicó. Sin embargo, en nuestro país, la tasa antes indicada, no ha variado a través del tiempo, pese a la existencia de cambios en las condiciones macroeconómicas, tanto del sector eléctrico, como del país. Un ejemplo de algunos de estos indicadores es el riesgo país, teniendo en cuenta que a la fecha nuestro país tiene un riesgo-país menor que otros países de la región; si es que tomamos como punto de comparación otros países de la región, tales como Brasil y Colombia; en cuyo sector eléctrico, la tasa de retorno se calcula en cada revisión del periodo tarifario y es calculado mediante la metodología WACC/CAPM.



Entre los años 2001 a 2018 el VAD se ha calculado en Perú en 5 oportunidades, en cada oportunidad para diferentes sectores típicos. Cabe resaltar, que en cada periodo se ha utilizado la misma tasa de actualización establecida por la LCE.

En la actualidad, el VAD para el periodo 2018 – 2022 ya se encuentra aprobado por OSINERGMIN.

## **1.2 Justificación**

Este trabajo de investigación ha sido elaborado y diseñado a fin de contribuir con el cálculo del costo de capital para una empresa de distribución eléctrica en el Perú.

Dicho costo de capital es aquel que los inversionistas esperan como retorno sobre sus inversiones y esta tasa es la que utilizan las empresas del sector para calcular la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo<sup>2</sup>. Este valor nuevo de reemplazo es el mismo que forma parte de la tarifa eléctrica establecida por las empresas distribuidoras y direccionadas hacia los consumidores finales y que se incluye en el Valor Agregado de Distribución (VAD)<sup>3</sup>.

Según Bonifaz (2004), la revisión del costo de capital es de especial importancia debido a que el VAD afecta en promedio al 35% de la tarifa final de electricidad y, dicha tarifa es representada por el costo de inversión en un porcentaje del 40%. Es decir, que solo se ve afectado aproximadamente el 14% (35% por 40%) del importe a cobrar en el

---

<sup>2</sup> El Artículo 76° de la LCE indica que el Valor Nuevo de Reemplazo, representa el costo de la renovación de las instalaciones, sean obras o bienes que sirven para brindar el servicio, teniendo en cuenta que se utilizará la misma tecnología y se mantendrán los precios vigentes. Además, indica que se debe tener en cuenta (a) los gastos financieros incurridos durante el tiempo en el que se realicen dichas instalaciones, a una tasa no mayor a la tasa de actualización fijada por ley; (b) los gastos y costos por la mano de obra y (c) los gastos de supervisión de obras

Para poder establecer el Valor Nuevo de Reemplazo, se deben presentar sustentos de todos los gastos efectuados y la Comisión de Tarifas Eléctricas tiene la potestad de rechazar lo que considere innecesario. Ley 25844

<sup>3</sup> Vigente por 4 años de acuerdo con el Art. 73° de la LCE

recibo final. Así mismo, Dammert et al. (2011) indica que el VAD compone el 41% de la tarifa al cliente final, por lo que podemos referir que ambos autores coinciden en que el cálculo del VAD es de suma importancia puesto que forma parte del costo de inversión, aunque difieren en la cantidad porcentual de la participación. Ante esta disyuntiva, se busca conocer cuál es el nivel en el que el costo de capital influye para la realización del cálculo de las tarifas eléctricas, así como determinar la metodología adecuada para realizar dicho cálculo.

Debe anotarse que el presente trabajo se enfoca en la tercera y última actividad del sector eléctrico - distribución -la cual tiene la característica de monopolio natural, que es lo más eficiente para el usuario final. Ya que es más eficiente que opere una sola empresa en vez de que lo haga más de una, por lo que no puede desarrollarse en un mercado de libre competencia, sino que debe desarrollarse dentro de un mercado regulado.

Las tarifas eléctricas al cliente final se forman de la sumatoria de todos los gastos y costos indicados en las tres actividades que intervienen en el sector eléctrico; es decir, de los precios establecidos en la etapa de generación, de los cargos efectuados en la etapa de transmisión los cuales se denominan peajes de transmisión y de las tarifas establecidas por la distribución. Para fines del presente estudio, los costos a analizar son los costos a nivel distribución los cuales según la LCE se denominan Valor Agregado de Distribución (VAD)<sup>4</sup>.

Es necesario ratificar, que el cálculo de una tasa de descuento razonable es de suma importancia debido a que esta define la retribución del inversionista en dicho

---

<sup>4</sup> Establecido en el Art. 64 de la Ley 25844

sector, esto sin contar que es necesaria para el cálculo de la tarifa, ya que esta última incluye los costos operativos más la recuperación de la inversión.

Se busca analizar el impacto que genera la tasa de actualización establecida por la LCE en las tasas establecidas en las empresas de distribución eléctrica ya que, como mencionamos anteriormente dicha tasa no ha sufrido cambio aparente desde que se estableció y no se ha tenido en cuenta los cambios tanto en indicadores macroeconómicos, como dentro del sector para la realización de un ajuste de esta.

Asimismo, se realizó un análisis y comparación con las metodologías utilizadas en otras economías latinoamericanas como es el caso de Brasil y Colombia.

Como se mencionó anteriormente, esta tasa de actualización se estableció bajo las condiciones políticas y económicas de los años 90. Dicha época, en nuestro país, era una etapa en la que nuestro país se encontraba sin reservas, con hiperinflación, terrorismo y crisis sanitaria. Desde esa fecha a la actualidad, el país ha atravesado etapas de dinamismo económico. Por ejemplo, se puede señalar que en los años 2002 y 2013, el crecimiento promedio del Producto Bruto Interno (PBI) fue de 6.1% anual, entre los años 2014 y 2019, y el crecimiento de la economía tuvo una desaceleración a un promedio de 3.1% anual<sup>5</sup> sin embargo, la tasa de actualización, durante los periodos mencionados no se ha revisado y mucho menos actualizado.

### **1.3 Objetivos de la investigación**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Establecer la metodología para el cálculo del costo de capital de una empresa de distribución eléctrica.

---

<sup>5</sup> <https://www.bancomundial.org/es/country/peru/overview>

### 1.3.2 Objetivos Específicos

- Establecer una metodología para realizar el cálculo del costo de capital propio (Equity) de una empresa distribuidora de energía eléctrica.
- Identificar cuáles son los riesgos que considerar en el cálculo del costo de capital de una empresa distribuidora del sector eléctrico.
- Medir el impacto del uso de la metodología elegida en el cálculo de las tarifas eléctricas.

## 1.4 Delimitaciones de la Tesis

### 1.4.1 Alcances

El cálculo de las tarifas de energía eléctrica en el país se determina de acuerdo con lo establecido en el marco legal del sector y se recogen los costos de las tres actividades dentro del mismo: *Generación*, es decir la producción de la electricidad. *Transmisión*, correspondiente al transporte de la energía y la *Distribución*, que se refiere a la venta de la electricidad hacia el usuario final<sup>6</sup>.

La población sujeta a la investigación han sido todas las empresas de distribución del Perú. Dicha población ha sido tomada del Directorio de las Empresas registradas y publicadas por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM).

Se utilizó la información recopilada para la realización de los análisis respectivos, la misma que fue obtenida en las memorias del Organismo Regulador y de la información pública brindada por las empresas del sector. Así como también por la información recolectada de las distintas fuentes secundarias, la que permitió desarrollar el análisis y comparación de las metodologías aplicadas en los países de Brasil y Colombia.

---

<sup>6</sup> En el Capítulo 4, Sección 4.1.3 Distribución eléctrica, se define el término de usuario final y se indica quienes participan como tales.

### **1.4.2 Limitaciones**

La principal limitación es la referente al conocimiento técnico del sector de distribución de energía eléctrica.

Se debe de tener en cuenta que no todas las empresas del sector eléctrico cotizan y/o publican sus estados financieros en la Bolsa de Valores de Lima, lo cual hace que la obtención de información haya sido un poco más engorrosa.

Para la realización del cálculo de costo de capital y otros indicadores tales como las betas, no se ha contado con acceso a la información pública del año 2017 respecto de las empresas del sector eléctrico americano e inglés, por lo que para el cálculo del Costo de Capital propio se ha tomado la información actual publicada en la Web de Yahoo Finance y Damodaran vigentes a la realización de esta investigación.

Las empresas americanas e inglesas listadas por Damodaran y Finance Yahoo se dedican a actividades de los tres sectores eléctricos, Generación, Transmisión y Distribución, no pudiéndose acceder a información necesaria para disgregar los datos correspondientes a la actividad de distribución eléctrica solamente y mostrar una beta del sector de distribución propiamente dicha.

### **1.4.3 Contribución**

El aporte de la presente investigación se resume en la importancia hallar un Costo de capital razonable y objetivo; siendo que, dicho indicador, nos permite medir el retorno que la empresa reguladora en el Perú (OSINERGMIN) le permitirá obtener a los accionistas por sus inversiones de activos de capital en empresas de distribución eléctrica del país. Todo esto debido a que un retorno muy elevado puede resultar muy atractivo para los inversionistas, pero impacta negativamente en las tarifas eléctricas y por lo tanto perjudican a los consumidores finales. Y, por el contrario, un retorno muy bajo inviabilizaría futuras inversiones en el país y por consiguiente alejaría a potenciales inversionistas futuros.

## **CAPÍTULO 2**

### **MARCO CONCEPTUAL**

En el presente capítulo se describen las teorías más usadas en la teoría financiera referente a la determinación de las tasas de costo de capital, teniendo en cuenta el riesgo a la que las mismas están expuestas.

Es importante la definición de la mayor cantidad de las teorías, teniendo en cuenta las más utilizadas, para que, de esta manera sea mucho más factible analizar cuál es la metodología idónea para el cálculo del costo de capital en nuestro país. El conocer estas teorías permite que determinamos las ventajas y desventajas en el uso de estas dentro del contexto nacional, específicamente para propósitos académicos.

#### **2.1 Metodologías de Cálculo de Costo de Capital**

A continuación, se detalla la principal metodología utilizada para el cálculo del costo de capital que se utilizan en organizaciones y manuales de Finanzas.

##### **2.1.1 Weighted Average Cost of Capital (WACC)**

El costo promedio ponderado de capital, conocido como WACC su nombre en inglés: Weighted Average Cost of Capital, es la metodología más aceptada y utilizada a nivel mundial por analistas financieros, inversores y reguladores; debido a los conceptos que agrupa (Deuda y Equity) y la flexibilidad que brinda. Se refiere al valor mínimo que puede redituarse una empresa, para lograr la satisfacción financiera de sus inversionistas: accionistas y cubrir las deudas hacia los acreedores. En el caso de los reguladores sirve como base para establecer la tasa de retribución permitida a las empresas reguladas.

Esta metodología parte del supuesto que las empresas utilizan dos fuentes de financiamiento se realiza tanto con deuda como con capital propio. El método del costo promedio ponderado del capital (WACC) es un promedio ponderado que tiene en cuenta el costo de la deuda y el costo de las acciones o patrimonio (equity), el mismo que variará dependiendo del cambio de la estructura de capital de un año a otro.

Fernández (2011) señala que dentro de las equivocaciones más frecuentes se encuentra el indicar que el WACC es un costo de oportunidad o la rentabilidad de los activos, cuando este indicador es simplemente un promedio ponderado entre rentabilidades exigidas tanto a deuda como a acciones. Por lo que, denominar el WACC como Costo de Capital produce varios errores ya que se puede definir como la tasa que se utiliza para realizar el descuento de los flujos de efectivo libres (FCF) y obtener el mismo resultado que la valoración de las acciones utilizando los flujos de efectivo de capital.

La fórmula establecida para el costo promedio ponderado del capital es:

$$R_{WACC} = \frac{S}{S+B} R_S + \frac{B}{S+B} R_B (1 - t_c)$$

Donde:

$\frac{S}{S+B}$ : Ponderación del Capital accionario

$\frac{B}{S+B}$ : Ponderación de la deuda

$R_S$ : Costo de las acciones

$R_B$ : Tasa de Endeudamiento

$R_B(1 - t_c)$ : Costo de la deuda después de impuestos

## 2.1.2 Metodologías de Valuación de Activos de Capital

En finanzas, cuando hablamos de valuación, nos referimos a la manera en la que le ponemos un valor determinado a un bien, ya sea tangible o intangible, perteneciente a la organización; en este caso, nos referimos a los activos de capital. Es así como se pueden valorizar dichos bienes, también conocidos como activos tangibles o intangibles. A continuación, se detallan las metodologías para establecer el costo del capital propio.

### 2.1.2.1 *Capital Asset Price Model (CAPM)*

El Modelo de Valorización de Activos de Capital, llamado CAPM, por sus siglas del inglés - Capital Asset Price Model, determinado por Sharpe (1964) y Lintner (1965).

Es un modelo lineal entre el retorno esperado de un activo con riesgo dentro de un portafolio de activos riesgosos adecuadamente diversificados. En un mercado competitivo el riesgo varía en relación directa con la beta  $\beta$  del instrumento financiero.

Este modelo, se encuentra basado en la hipótesis de un mercado de capitales eficiente y de inversionistas racionales, en el cual, la rentabilidad esperada de un activo está en función de su riesgo sistemático. Este último, es el único que puede ser retribuido por el mercado y siendo así, no puede eliminarse a través de la diversificación. Se considera que sus principales críticas surgen cuando se realizan estimaciones empíricas en su aplicación.

Según Fernández (2019), el CAPM es un modelo para calcular los rendimientos esperados, el mismo que asume que todos los inversionistas tienen expectativas de rendimiento idénticas para todos los activos, que se puede prestar y pagar a la misma tasa de interés e inversionistas aversos al riesgo preocupándose solo por el rendimiento esperado y la volatilidad de sus inversiones. El rendimiento requerido sobre las acciones será igual a la tasa libre de riesgo más la beta del activo multiplicada por el rendimiento de mercado requerido por encima de la tasa libre de riesgo.

El CAPM se define bajo la siguiente formula:

$$R_S = R_F + \beta \times (R_M - R_F)$$

Donde:

$R_F$	: Tasa libre de riesgo
$(R_M - R_F)$	: Prima de riesgo del mercado
$\beta$	: La Beta de la empresa

#### **2.1.2.1.1 Beta $\beta$**

La beta ( $\beta$ ) mide la relación entre el retorno del activo y el retorno de mercado. Ross (2010) indica que esta variable nos ayuda a medir la propensión al riesgo de un activo determinado a las modificaciones existentes en el mercado.



Brealey et al (2003) señala que la beta promedio de todas las acciones es 1, por lo que una beta mayor a 1 es inusualmente susceptible a las modificaciones que se realicen en un mercado y en contraposición una beta menor a 1, la cual, no es tan sensible a los movimientos del mercado.

En una cartera bien diversificada la desviación estándar es proporcional a su beta por lo que si una cartera contará con una beta de 2 será doblemente riesgosa que una cartera bien diversificada con una beta de 1.

La fórmula para la beta es:

$$\beta_i = \frac{Cov(R_i, R_M)}{\sigma^2(R_M)}$$

Donde:

$Cov(R_i, R_M)$  : Covarianza entre el rendimiento del activo  $i$  y el rendimiento del portafolio del mercado.

$\sigma^2(R_M)$ : Varianza del mercado.

#### **2.1.2.1.2 Tasa Libre de Riesgo ( $R_F$ )**

La tasa libre de riesgo se refiere a la rentabilidad que se obtiene cuando se invierte en un activo considerado libre de riesgo, es decir, que es completamente seguro (100%). Por lo tanto, decimos que no existe ningún riesgo al momento de invertir en este. En otras palabras, el rendimiento esperado es el mismo que el rendimiento obtenido.

Siempre se ha identificado que toda inversión esta propensa a asumir ciertos riesgos, sin embargo, existen instituciones a nivel internacional que son consideradas libres de riesgo, es decir, son emitidas por instituciones cuya trayectoria ha sido solvente durante toda su existencia. Normalmente, se indican que los bonos o los valores fijos de

rentas emitidos por el primer mundo, pero no todos los países, se encuentran dentro de este concepto.

Según lo señalado por Fernández (2019), los reguladores toman la tasa libre de riesgo toman como punto de partida los rendimientos de los bonos gubernamentales hasta el vencimiento.

#### **2.1.2.1.3 Prima de Riesgo del Mercado ( $R_M - R_F$ )**

La prima de riesgo de mercado es la rentabilidad de una cartera diversificada en el mercado bursátil menos la renta fija sin riesgo, esta rentabilidad se establece como el adicional a la que se ofrece por los bonos gubernamentales. También conocida como la Prima de Riesgo del mercado exigida.

Existen cuatro definiciones de la prima por riesgo de mercado las cuales se revisan a continuación:

La ***PRMH – Prima por Riesgo de Mercado Histórica***; es la diferencia entre la rentabilidad histórica de la bolsa (promedio aritmético y/o geométrico) y la rentabilidad histórica de la renta fija (tasa de un bono emitido por un estado).

La ***PRME - Prima de riesgo del mercado esperada***; es el valor esperado de la rentabilidad futura de la bolsa menos la renta fija. Se han utilizado diferentes métodos para el cálculo de la PRME como, por ejemplo, encuestas de opinión de expertos e interesados respecto de la PRME correspondiente a determinado periodo de tiempo.

Sin embargo, no se obtienen resultados homogéneos ya que todos tienen diferentes expectativas. Para Fernández (2009) el cálculo de la PRME responde a la pregunta acerca de la rentabilidad esperada proporcionada por la bolsa por encima de las rentas fijas en un periodo determinado de tiempo.

La ***PRMX - Prima de riesgo del mercado exigida***; es la rentabilidad de una cartera diversificada en el mercado bursátil menos la renta fija sin riesgo. Según

Fernández (2009), esta rentabilidad se establece como la adicional a la que se ofrece por los bonos del Estado, y cuestiona si es que se debe recurrir a una cartera diversificada de acciones para obtener dicho adicional.

Se indica que esta prima puede ser considerada como un parámetro crucial, debido a que permite calcular la rentabilidad exigida a las acciones de las empresas, el WACC y la rentabilidad exigida a cualquier proyecto de inversión.

La **PRMI - Prima de riesgo del mercado implícita**; es la prima de riesgo del mercado exigida que surge de suponer que los precios de mercado son correctos en donde se asume un crecimiento a través de oportunidades de inversión. El modelo más usado para su cálculo es el de descuento de dividendos desarrollado por Gordon (1962) cuya fórmula se define de la siguiente manera:

$$P_0 = \frac{div_1}{K_p - g}$$

Donde:

$P_0$ : Precio actual de la acción

$div_1$ : Dividendo por acción del próximo periodo

$g$ : Tasa de crecimiento esperada de los dividendos

### **2.1.2.2 Arbitrage Pricing Theory (APT)**

Esta metodología fue desarrollada como un sustituto al modelo CAPM por Ross (1976) y está basada en el riesgo, tomando como supuesto la existencia de un mercado competitivo, que provee una relación del rendimiento esperado de un activo con un número desconocido de factores independientes, estos permiten manejar factores de riesgo múltiples. Por lo que el rendimiento esperado, está relacionado de manera positiva, con el Beta del valor de cada factor que no puede diversificarse.

La mayor crítica a este modelo es que no puede identificarse cuáles son las variables que deben incluirse y cuáles deben ser excluidas.

Brealey et al (2003) indica que la teoría de precios de arbitraje (APT) no se basa en la eficiencia de carteras, se asume que el rendimiento de cada acción depende en primer lugar de influencias macroeconómicas dominantes, los cuales no se pueden eliminar mediante la diversificación de cartera y de los eventos exclusivos de cada empresa. Dicha teoría, no señala a que factores se refiere.

El APT en su versión multifactorial define el costo de capital bajo la siguiente formula:

$$\bar{R} = R_F + (\bar{R}_1 - R_F)\beta_1 + (\bar{R}_2 - R_F)\beta_2 + (\bar{R}_3 - R_F)\beta_3 + \dots + (\bar{R}_K - R_F)\beta_K$$

Donde:

$\beta_1$ : representa la beta del valor con respecto al primer factor

$\beta_2$ : representa la beta del valor con respecto al segundo factor, y así sucesivamente.

$\bar{R}_1$ : Rendimiento esperado de un valor

$\bar{R}_2$ : Rendimiento esperado de un valor, y así sucesivamente.

$R_F$ : La tasa Libre de Riesgo

La fórmula de la APT muestra las características idóneas para medir los rendimientos esperados de una forma más precisa que el CAPM. Aunque, como se menciona anteriormente, no se puede determinar fácilmente que factores son los más adecuados para ello.

### **2.1.2.3 Dividend Discount Model (DDM)**

El modelo de Descuento de Dividendos o modelo de Gordon-Shapiro, fue desarrollado en el año 1959, es muy utilizado en la valoración de empresas.

Este modelo se basa en el supuesto del crecimiento continuo y constante de dividendos y que las empresas en algún momento pagarán dividendos o los reinvertirán en la misma, generándose un incremento en los dividendos futuros.

Para realizar el cálculo del rendimiento estimado de una acción, se debe de realizar la estimación tanto del rendimiento del dividendo como de la tasa de crecimiento. En el caso del rendimiento, se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$r = \frac{Div}{P} + g$$

Donde:

$r$	:	Tasa de descuento
$P$	:	Precio de una acción
$Div$	:	Dividendo por acción que se recibirá el próximo año
$G$	:	Tasa de crecimiento anual constante de los dividendos por acción.

La tasa de crecimiento de los dividendos se puede estimar de acuerdo con el crecimiento histórico de los mismos, mediante la siguiente formula:

$$g = \text{Razón de Retención} \times ROE$$

Donde:

Razón de retención	:	Razón de utilidades retenidas a utilidades
ROE	:	Rendimiento sobre el capital.

Ross et al. (2010) indican que, aunque no se conoce que se haya realizado alguna comparación entre la metodología del CAPM y el MDD. Pareciera que este último, contiene un mayor error de medición que el CAPM.

Dichos autores indican que el problema parte de que con el MDD se calcula la ratio de crecimiento de una compañía en específico, y la metodología propuesta para estimar la razón de retención de dividendos se encuentra cubierto de equivocaciones en los cálculos cuando se ejecuta el cálculo solo en una organización A diferencia del CAPM que utiliza una prima de mercado.

Para Camacho et al (2006) la utilización de este método cada vez ha sido menor, en lo que se refiere a las revisiones tarifarias. Las principales críticas respecto de la

aplicación de este son la arbitrariedad en el cálculo de los flujos esperados de dividendos, la tasa de crecimiento, el problema de circularidad, puesto que una vez distribuidos los dividendos se encuentran directamente relacionados con el costo de capital de dicha organización.

#### **2.1.2.4            *Flujo de caja o Flujo de efectivo***

La definición más simple de flujo de caja es que lo define como un instrumento financiero que hace referencia a las ingresos y egresos de dinero. Dichos ingresos o egresos se llevan a cabo en una compañía o un proyecto determinado. Estos facilitan el conocimiento de la situación de la misma a los grupos de interés, debido a que brindan información de esta, tanto a agentes internos, así como externos a la organización. Dicha información puede ser acerca de la capacidad de pago de la empresa, así como otro tipo de información que permita dar a conocer información financiera de la misma.

Se dice que el flujo de caja es una herramienta muy acertada para poder determinar el grado de liquidez que presenta la empresa.

Greenberg et al. (1986) indica que el flujo de caja es la herramienta ideal para realizar las comparaciones existentes entre el resultado de la actividad diaria de la organización y la posibilidad de predecir los flujos (tanto de ingresos como de gastos) de las mismas. Lo cual la clasifica como perfecta para realizar una predicción acurada de lo que se espera de la misma.

Ross et al (2010) indica que una de las consideraciones que debemos de tener en cuenta es que el flujo de caja o flujo de efectivo, como financieramente se le conoce; no resulta ser lo mismo que el capital de trabajo. Es decir, por ejemplo, en el caso del capital de trabajo podemos considerar los inventarios, sin embargo, estos no son parte del efectivo con el que cuenta la empresa, ya que el inventario es parte de los activos circulantes y no se ve reflejado en el capital de trabajo neto. Por lo tanto, si deseamos incrementar el inventario, debemos de utilizar mayor cantidad de efectivo, por lo que existirá una disminución en el flujo de efectivo.

Dentro de los conceptos que existen de flujo de caja o flujo de efectivo, para cálculos financieros, podemos determinar dos:

#### ***2.1.2.4.1 El flujo de caja económico (FCE):***

Este se encuentra constituido por los tres flujos encontrados dentro del cálculo de este, los cuales se detallan a continuación: **flujos operativos**, tales como: los ingresos generados por las ventas de mercadería, los costos generados por las ventas de las mimas, o los gastos efectuados en la operación, entre otros; los **flujos de inversión** son los denominados activos tangibles, activos intangibles y capital de trabajo y además por los **flujos de liquidación**, tales como: valor residual o valor de desecho neto.

A partir de ellos se puede hallar el valor actual neto económico (VANE) y la tasa interna de retorno económica (TIRE).

#### ***2.1.2.4.2 El flujo de caja financiero:***

Es el que resulta de agregarle al flujo de caja económico, los siguientes flujos: los denominados **flujos del financiamiento**, que se refieren al desembolso del préstamo o principal, las amortizaciones y pago de intereses. A partir de dicho flujo se puede realizar el cálculo del valor actual neto financiero (VANF) y también de la tasa interna de retorno financiero (TIRF).

Cada uno de estos define diferentes aspectos que necesitan conocer cualquiera de los denominados grupos de interés relacionados a la organización, como, por ejemplo: la ganancia del proyecto en sí está expresada por el VANE, el mismo que refleja si la empresa se encuentra en la capacidad para generar algún valor adicional. Esta información es de mucho interés para la entidad financiera con la que trabaje la organización ya que de esta manera podrá realizar el análisis acerca del volumen total de endeudamiento y las posibilidades de pago de la organización a evaluar. Asimismo, esto permitirá a la empresa la posibilidad de acceder a créditos con una menor tasa de interés, recordemos que, a menor incertidumbre, menor riesgo para la empresa o entidad financiera y por lo tanto mayor posibilidad de acceder a créditos.

En cuanto a lo que se refiere a la ganancia del inversionista, esta se encuentra expresada por el VANF, el mismo que refleja las ganancias que sobrevienen de la actividad principal de la empresa y de las ganancias que han sido generadas por el financiamiento realizado.

#### ***2.1.2.5 Relación entre el flujo de efectivo y la tasa de descuento***

Para la valorización de inversiones es necesario realizar un descuento o actualización de flujos.

Desde hace un tiempo atrás, se observa que no existe una norma o uniformidad para la aplicación de las tasas de descuento al momento de realizar la valorización de proyectos. Algunos académicos, indican que se debe de realizar el descuento del flujo de caja económico (FCE) utilizando una tasa que se determina como “el costo de oportunidad del accionista” o costo del capital propio, también conocido como COK. Otros, indican que el descuento se debe de realizar directamente del mismo flujo utilizando a través del costo del capital promedio ponderado, conocido como WACC.

Se puede indicar que ambas posiciones presentan ventajas y desventajas dependiendo del punto de vista del cual se miren. Es decir, algunas desventajas son por ejemplo teniendo en cuenta el punto de vista del accionista, o en el otro lado el punto de vista de los otros grupos de interés.

Debemos de tener en cuenta que cuando los inversionistas analizan la posibilidad de ejecutar un proyecto, es decir, su factibilidad, se determina la cantidad de los recursos que se requieren para realizar la inversión inicial. La existencia de este monto hace que surjan dos posibilidades para el financiamiento del proyecto: en la primera posibilidad el inversionista se arriesga y realiza el financiamiento de todo el proyecto; en la segunda el inversionista asume una parte del financiamiento y la otra se brinda a través de una entidad financiera, utilizando recursos de terceros. Es decir, automáticamente se determina la estructura de capital del proyecto.



#### ***2.1.2.6 Relación entre el Riesgo Regulatorio y el Costo de Capital***

Rodriguez (2012) indica que el concepto de Riesgo regulatorio tiene sentido en sectores regulados, los mismos que en un determinado momento han estado en manos del estado en situación de monopolio y pasan a ser liberalizados para ser operados por empresas privadas de libre competencia. Este cambio de lo público a lo privado causa inestabilidad e incertidumbre en los sectores económicamente regulados.

La regulación de estos mercados es compleja y ha aumentado la intervención de un régimen especializado en aquellos sectores. Dicha reglamentación, solo se da en sectores regulados, que ameriten la intervención del estado para promover la competencia y salvaguardar intereses. Cabe resaltar, que mientras el estado intervenga en menor cantidad, el riesgo regulatorio aparecerá en una menor cantidad.

Es importante mencionar el impacto en el riesgo de mercado al que se aventuran las empresas reguladas, ya que este tipo de riesgo no se puede eliminar mediante la diversificación de cartera lo que hace que un inversionista averso al riesgo exija rendimientos más altos, por lo cual se incrementa el costo de capital.

Para Wright et al (2003) el riesgo regulatorio existe si y solo si afecta el costo de capital de la firma regulada, señala además que el regulador puede introducir riesgo a través de una intervención regulatoria impredecible o injustificable, aumentando así el costo de capital de las empresas.

Indica también que las empresas que se enfrenta a una regulación Price Cap están expuestas significativamente al riesgo, afectando la beta de la empresa regulada. La beta de la empresa regulada es mayor que la de la una empresa no regulada.

Por su parte, Alexander et al (1996) indica que el diseño de un sistema regulatorio tiene impacto sobre el grado de riesgo sistemático que soporta una empresa; siendo que existe una compensación entre los incentivos para mejorar la eficiencia de una empresa y el grado de riesgo al que está expuesta. Indican que en el caso puntual de la regulación tipo Price Cap las empresas se beneficiará de la reducción de costos, mas no puede

traspasar cambios de costos a los usuarios finales, lo que la deja expuesta a las fluctuaciones de costos incontrolables.

Los autores, también clasifican los regímenes regulatorios de acuerdo con la fuerza de los incentivos de rentabilidad. Para el caso del Price Cap implica incentivos de alto poder, lo que se traduce en un mayor riesgo sistemático y una regulación por tasa de retorno, lo que implica incentivos de bajo poder con un bajo riesgo de mercado. Indican, además; que los regímenes con incentivos de bajo poder tienden a coexistir con valores bajos de beta de activos, mientras que los incentivos de alto poder implican valores de beta más altos lo cual se demuestra en la siguiente tabla.

**Tabla 1 Valores promedio de beta de activos por régimen regulatorio y sector**

Incentives	Electricity	Gas	Energy	Water	Telecoms
High - Powered	0.57	0.84		0.67	0.77
Intermediate	0.41	0.57	0.64	0.46	0.70
Low-Powered	0.35	0.20	0.25	0.25	0.47

Fuente: Alexander, Mayer, Weeds (1996)

## **CAPÍTULO 3**

### **MARCO METODOLÓGICO**

En este capítulo se hará una descripción a detalle de la metodología a emplear, tanto como del tipo de investigación utilizada. También se tendrá en cuenta los métodos adecuados que se han utilizado para obtener la información de manera idónea y que dicha información obtenida nos lleve a cumplir con los objetivos trazados; por lo que se ha considerado realizar un solo tipo de investigación, tal como lo indica Malhotra (2008).

El alcance de la investigación es de tipo exploratoria debido a que aportará datos que permitirán llegar a comprender las características y resultados establecidos teniendo en cuenta el público objetivo elegido, tal y como lo menciona Malhotra (2008). En este trabajo de investigación se busca resolver un problema del cual se tienen muchas dudas, por lo que normalmente esta se realiza para poder entender mejor dicha situación, pero no nos proporciona resultados concluyentes.

#### **3.1 Modalidad de investigación**

La investigación realizada es de tipo cuantitativa, tomando como base lo indicado por Hernández-Sampieri, Mendoza (2018) la modalidad de investigación cuantitativa tiene como base el uso de instrumentos informáticos, cálculos estadísticos, y formulaciones matemáticas para obtener las respuestas a los objetivos y preguntas planteadas.

En la investigación cuantitativa se observa una tendencia a sobreponer el análisis de causalidad, y teniendo en cuenta lo indicado por Hernández, Fernández y Sampieri (2010) este tipo de investigación lleva a cabo un proceso sistémico, es decir, para su realización se llevan a cabo una serie de pasos, con una estrategia de recolección de datos que da respuesta al problema planteado (p. 121).

Dentro de la clasificación de la investigación cuantitativa, podemos encontrar la clasificación de los diseños no experimentales. Si tenemos en cuenta lo indicado por

Hernández et al (2010), quienes diferencian este tipo de diseños “por su dimensión temporal o el número de momentos o puntos en el tiempo, en los cuales se recolectan datos” (p. 151). En este caso se va a realizar el análisis del cálculo de costo de capital dentro de un período de tiempo determinado (periodo definido por la LCE).

### **3.2 Tipo de investigación**

En cuanto al tipo de investigación, dentro del diseño no experimental esta investigación sería de tipo correlacional documental debido a que la información se obtiene primordialmente de fuentes secundarias; específicamente de documentos de trabajo, así como investigaciones de instituciones encargadas de supervisar el campo de distribución eléctrica dentro de nuestro país y de los países de Brasil y Colombia los cuales son los países tomados como materia de estudio. Se recolecto información correspondiente a las metodologías existentes para el cálculo del costo de capital utilizadas en dichos países y teniendo en cuenta los riesgos del sector se eligió la metodología más idónea para realizar el cálculo de la tasa de descuento en el Perú.

### **3.3 Formulación de esquema de trabajo**

Para la correcta formulación del presente trabajo de investigación se realizó un esquema de trabajo bastante diferenciado, en donde se puede identificar todos y cada uno de los pasos que se han tenido en cuenta para la formulación y correcto desarrollo del este.

A continuación, en la Tabla 2 presentamos el plan de trabajo elaborado y cumplido para este propósito.

**Tabla 2 Plan de Trabajo**

<b>Cap</b>	<b>Título del capítulo</b>	<b>Propósito del capítulo</b>	<b>Herramientas utilizadas</b>
<b>1</b>	Introducción	Establecer los antecedentes para determinar el camino de la investigación	Antecedentes revisados (nacionales e internacionales)
<b>2</b>	Marco Conceptual	Sentar las bases teóricas para establecer el análisis pactado	Revisión de bibliografía
<b>3</b>	Marco Metodológico	Presentación de la metodología a utilizar para la ejecución del trabajo de investigación	Revisión de la metodología, análisis de la población, elección de la muestra y determinación del modelo metodológico a elegir.
<b>4</b>	El sector eléctrico peruano	Realizar un análisis sobre la estructura del sector y la regulación que se establece en el marco del territorio peruano	Análisis de la legislación, estructura y revisión de los organismos de control establecidos
<b>5</b>	El sector eléctrico en otros países	Analizar las diferencias entre países que utilizan diferentes metodologías a la establecida en nuestro país.	Recolección de información secundaria, a través de revisión de papers y estudios de cada uno de los países elegidos.
<b>6</b>	Resultados y Discusión	Hallazgos encontrados en las simulaciones realizadas y como afectan estas al escenario actual	Entrevistas con expertos acerca de la propuesta y hallazgos obtenidos
<b>7</b>	Conclusiones y recomendaciones	Análisis de la información planteada y modelo establecido	Determinación de la conveniencia y recomendaciones que se desprenden de la misma

Fuente: Elaboración Propia

### **3.4 Técnicas e instrumentos de acopio de información**

Las fuentes de información para la recolección de datos fueron primordialmente secundarias; se han utilizado informes de investigación de los organismos gubernamentales de los países determinados, así como los documentos legales (leyes, decretos, entre otros) para tener una mejor y más información del alcance de esta y la definición del sector investigado.

Dichas fuentes de información han sido obtenidas básicamente por medios virtuales, a través de bancos de datos, información compartida por el gobierno como de investigaciones posteriores realizadas.

Los datos recolectados para este estudio cuantitativo provienen principalmente de información pública correspondiente al periodo 2017. La literatura incluye información de mercados internacionales y de países específicos.

### **3.5 Técnicas de análisis e interpretación de la información**

El análisis de la información recopilada, así como de los cálculos financieros realizados nos permite identificar las diversas metodologías existentes y la aplicación de estas dentro del escenario peruano. Teniendo como punto de comparación las metodologías aplicadas en otros países de la región. Los mismos que presentan características similares a nuestro país en constitución del sector, así como en eficiencia en ejecución y eficiencia dentro del sector.

## **CAPÍTULO 4**

### **EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO**

En este capítulo se realizó una inmersión en el Sector Eléctrico en nuestro país, se revisaron los inicios de este, es decir, desde cuanto contamos con esta estructura y legislación, hasta como se distribuyen y subdividen las empresas de dicho sector.

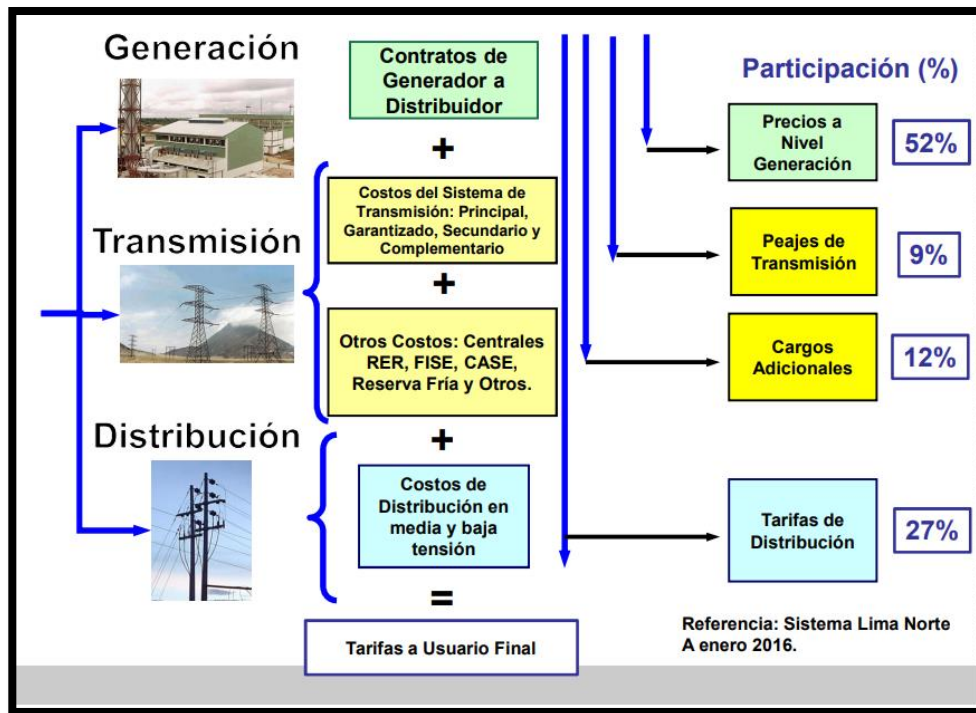
Para de esta manera, poder entender un poco más del motivo de la investigación y adentrarnos en los términos y aforismos propios del sector. De manera tal, que podamos definir luego cuales son las variables que forman parte del cálculo de las tarifas dentro de los siguientes actores del sector. Y a su vez, podamos identificar cuáles son los costos reales que se determinan en cada uno de los niveles de este.

#### **4.1 Situación actual del sector eléctrico en el Perú**

La Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 promulgada en 1992 establece que la actividad eléctrica en el Perú debe realizarse por actores independientes. En esta norma se precisan que existen tres subsectores en el sector eléctrico peruano: generación; transmisión y distribución.

Los costos en los que incurren estos tres subsectores son los que influyen en el establecimiento de las tarifas eléctricas en el país, tal como se indica en la Figura Nro. 2.

**Figura 2 Formación de las Tarifas Eléctricas en el Perú**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

#### 4.1.1 Generación de energía eléctrica

La actividad de generación es la primera subactividad del sector eléctrico peruano que se encarga de transformar la energía primaria en energía eléctrica a través de diversos procesos; esta es una actividad que no necesita ser regulada por el estado.

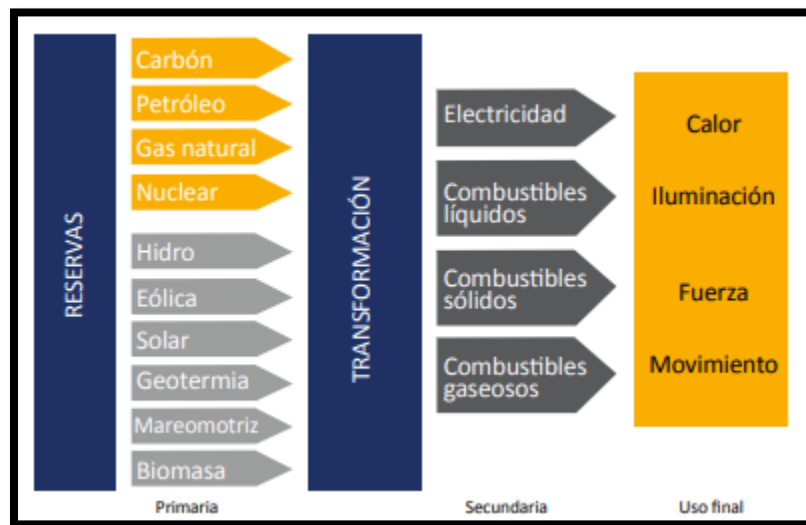
Para entender un poco más acerca de la diferenciación de los procesos dentro del sector electricidad, se definirá a la generación eléctrica según Dammert, et al. (2011):

“El proceso de producción de electricidad o energía eléctrica, en la que se utiliza una máquina llamada alternador o generador eléctrico, la cual aprovecha la energía mecánica que se le aplica, donde un generador eléctrico o la agrupación de varios generadores forman una central eléctrica”. (p. 26)



La generación de electricidad requiere de la transformación de una energía primaria en energía eléctrica. Se pueden utilizar diferentes fuentes de energía primaria, la que se transforma en energía eléctrica para hacerla llegar al usuario final. Ver Figura 3.

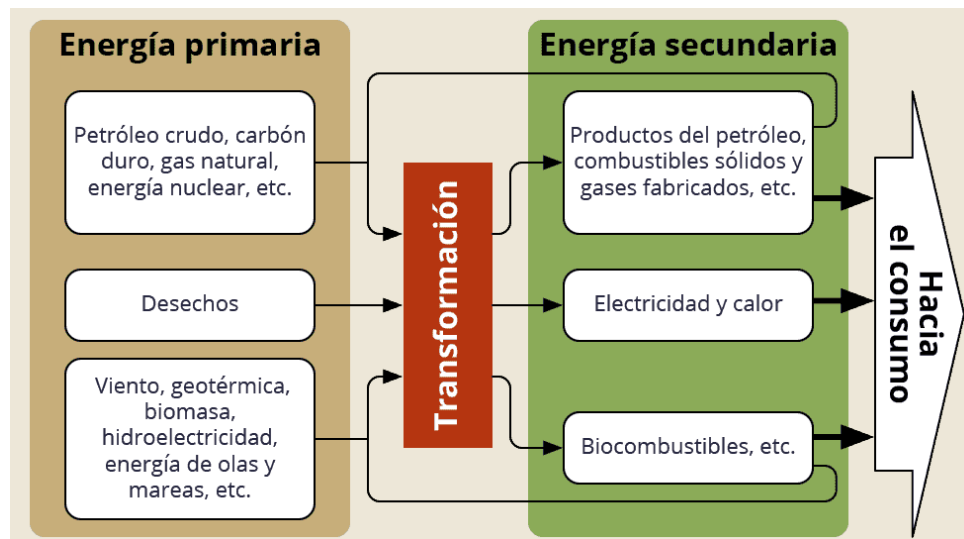
**Figura 3 Proceso de Transformación de la Energía Primaria**



Fuente: Osinergmin, 2016.

La transformación de la energía en nuestro país se basa en lo que se denomina, las fuentes primarias, se refieren a la utilización de elementos, normalmente combustibles no convertidos u originales tales como petróleo, gas natural, carbón, biomasa, agua corriente, viento y radiación solar, uranio, es decir, son elementos que pueden ser aprovechados directamente de la naturaleza. La energía eléctrica secundaria es aquella que se genera a través de un proceso de generación (ver Figura 4). En nuestro país principalmente existen dos tipos de generación eléctrica: generación hidráulica y generación térmica.

**Figura 4 Proceso de Transformación de la Energía Primaria**



Fuente: US Department of Energy

Durante la última década, nuestro país ha venido registrando un crecimiento económico que se ha venido manteniendo a través del tiempo. Esta situación ha efectuado que la generación de energía eléctrica se vea impulsada, debido a que este sector es la base de la mayor parte de las industrias que dan movimiento nuestra economía como país. En comparación con otros países de Latinoamérica, nuestro país registra en la última década un incremento de la producción de electricidad (per cápita), pasando de 0.6 MWh a 1.5 MWh entre los años 1990 y 2015, lo que implica que muchas nuevas industrias pueden seguirse beneficiando y creciendo su productividad pues existirá capacidad de atención eléctrica para todas. Y por lo que entendemos a mayor aparición de empresas, mayor crecimiento económico del país, debido al desarrollo de nuevas industrias.

Se puede observar que este subsegmento del sector eléctrico posee una particularidad, la misma que se refiere a la magnitud del tamaño de la demanda agregada

de electricidad, la que, por ser de interés común, genera que cada MW generado se agote rápidamente, lo cual hace el mercado más dinámico y promueve la competencia pura en este.

Adicional a ello, al existir un parque de generación eléctrica tan dinámico, el cual varía de acuerdo en función al tamaño, disponibilidad y continuidad de las fuentes de energía primaria que la abastezcan (eólicas, solares, geotérmicas, hidro, entre otras), así como la competencia relativa entre las tecnologías en dichos sectores, permite como se mencionó anteriormente, un sector muy dinámico y de mayor competitividad, que hasta la fecha ha podido cumplir con las necesidades de su demanda agregada. Esto quiere decir que la demanda de energía eléctrica se encuentra cubierta casi en su totalidad debido a este dinamismo y rapidez en la generación de energía.

#### **4.1.2 Transmisión de Energía Eléctrica**

Esta es la segunda actividad dentro del sistema eléctrico nacional, en la que se traslada la electricidad desde donde se genera, es decir, transportar la energía generada en las centrales correspondientes hasta los centros de distribución.

Esta actividad tiene características de monopolio natural, esto se debe a los elevados costos fijos y a los cambios de voltaje de la electricidad, por lo que el costo de transportar electricidad se reducirá en medida que la capacidad de transmisión sea aumentada. Esta actividad se encuentra regulada por OSINERGMIN y su función principal es transportar la energía generada en las centrales correspondientes hasta los centros de distribución. Como indicamos anteriormente los centros de generación se encuentran alejados de las ciudades, por lo que dicha energía debe atravesar grandes distancias.

La existencia de esta actividad se relaciona a la ubicación de las fuentes primarias de energía. Tal como lo indican Bogar y Hesamzadeh (2014) es mucho más barato

realizar el movimiento de la energía eléctrica que dirigir las fuentes de energía primaria hacia la ubicación en donde se encuentra concentrada la demanda.

#### **4.1.3 Distribución de Energía Eléctrica**

En esta etapa se distribuye la energía eléctrica en redes de mediana y baja tensión a consumidores finales. A su vez, los consumidores finales, se subdividen en usuarios regulados o no regulados. Este subsegmento también tiene la característica de monopolio natural, por lo que es una actividad regulada por OSINERGMIN.

Para Dammert et.al. (2011), esta actividad tiene:

“..... la función de llevar el suministro de energía eléctrica desde el sistema de transmisión hacia cada uno de los usuarios finales del servicio eléctrico. Las redes que conforman el sistema de distribución deben diseñarse de tal forma que exista un equilibrio entre la seguridad del suministro, en el sentido de tener la capacidad de seguir funcionando ante posibles fallas o desperfectos en algunas instalaciones, y la eficiencia, en el sentido de la minimización de costos. (p. 55)

##### ***4.1.3.1 Tipos de Distribución Eléctrica en el Perú***

De acuerdo con el Reglamento Nacional de Edificaciones, dentro de la Norma Técnica EC-010 encontramos el significado de redes de distribución de energía eléctrica como “el conjunto de instalaciones para la entrega de energía eléctrica a los diferentes usuarios”. (p. 2). Dicho reglamento indica que el sistema de distribución de energía eléctrica se compone de cinco aristas, los dos primeros son dos subsistemas, uno denominado de distribución primaria y otro de distribución secundaria- categorizados de tal manera por el nivel de tensión que se distribuyen en cada uno de ellos-, el tercero es el referente a las instalaciones de alumbrado público, el cuarto a las conexiones y el quinto integrado por los puntos de entrega.

El **subsistema de distribución primaria** es tal y como mencionamos anteriormente determinado de esta manera por la tensión de energía eléctrica que

transporta, este realiza el movimiento de la energía eléctrica de media tensión desde el sistema de transmisión, hacia el subsistema de distribución secundaria y/o conexiones para usuarios mayores (usuarios que necesitan voltajes mayores para su funcionamiento). A diferencia del **subsistema de distribución secundaria**, el mismo que transporta la energía eléctrica de baja tensión que es utilizada por los usuarios finales y se encuentra conformada por líneas aéreas o cables subterráneos de baja tensión.

#### ***4.1.3.2 Características de la Red de Distribución Eléctrica***

Como se ha mencionado anteriormente, la distribución eléctrica se refiere al subsegmento que permite que los consumidores finales obtengan la energía eléctrica, por lo que la red de distribución eléctrica es como se transporta dicha electricidad al consumidor final.

La clasificación de las redes de distribución se puede dar de diversas maneras, si partimos de la más simple podemos iniciar la clasificación de acuerdo con su ubicación o tipo de construcción, estas pueden ser aéreas, subterráneas o mixtas y pueden estar compuestas por segmentos que operan en distintos voltajes. En nuestro país las redes de distribución eléctrica son clasificadas de acuerdo con su voltaje.

Si se toma en cuenta la cantidad de voltaje que presentan, la clasificación de la red de distribución incluye: **redes de alta tensión**, son las que emplean voltajes mayores a 100 kV y se utilizan en sistemas de subtransmisión. Se puede indicar que esta es la red de transmisión troncal. En segundo nivel se tienen las **redes de media tensión**, estas emplean voltajes comprendidos entre 1 kV y 100 kV, y se utilizan para distribuir energía eléctrica a ciudades, así como a instituciones de consumo industrial. El último nivel en esta clasificación corresponde a las **redes de baja tensión**, las cuales emplean voltajes entre 110-220 voltios para consumo residencial y entre 500-600 voltios para consumo industrial. Estas redes se emplean para abastecer a los usuarios de energía eléctrica tomando como punto de inicio un lugar cercano a la red de media tensión. El costo por kW de estas redes normalmente es mayor que para las redes de media tensión.

Por otro lado, si se toma en cuenta la clasificación de las redes de acuerdo con el servicio que prestan puede ser residenciales, industriales, comerciales, de alumbrado o mixtas. Si se toma en cuenta su configuración puede ser radiales, de lazo o de red y si se toma en cuenta el tipo de área servida pueden clasificarse en rurales, urbanas o mixtas. Dammert et al. (2013)

#### ***4.1.3.3 Sectores Típicos de Distribución***

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) es el encargado de aprobar los sectores típicos de distribución, teniendo en cuenta la densidad poblacional: Según la Resolución Directorial N° 0292-2017-MEM/DGE se establecieron cinco sectores típicos de distribución, los mismos que se encuentran vigentes y deben de considerarse en la fijación de los VAD de los periodos del 2018 al 2022 y de 2019 al 2023, según como sigue:

- Típico 1: Sector urbano de alta densidad de carga.
- Típico 2: Sector urbano de media y baja densidad de carga.
- Típico 3: Sector urbano-rural de baja densidad de carga.
- Típico 4: Sector rural de baja densidad de carga.
- Típico Sistemas Eléctricos Rurales (SER): Sector rural de baja densidad de carga a efectos de la Ley General de Electrificación Rural.

#### ***4.1.3.4 Tipo de Clientes - Usuarios***

En el Art. 8° de la LCE se indica que debe existir un régimen para que los precios de los suministros se efectúen en condiciones de libre competencia. Paralelamente, en el Artículo No. 1 de la Ley N°28832, se define que existen: “Usuarios Libres”, que son aquellos que no se encuentran atados a una regulación de precios ya sea por la energía o potencia; estos incluyen a los “Grandes Usuarios”, que son aquellos libres que tienen una potencia contratada igual o Mayor a 10 MW. Los denominados “Usuarios Libres” poseen

la libertad de realizar negociaciones directas del precio de generación de energía con cualquier empresa que suministre la misma, ya sea esta una empresa distribuidora o generadora de energía.

Mediante DS N°022-2009-EM se aprobó el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, dicho decreto supremo menciona que aquellos usuarios que tengan una demanda anual igual o menor a 200 KW se encuentran bajo la condición de “Usuario Regulados”. Aquellos usuarios, cuyo consumo de energía se encuentre en el rango de 200 KW hasta 2 500 KW son libres de elegir entre la condición de usuario libre o usuario regulado. Y finalmente, todos los usuarios cuyo consumo anual de energía sea mayor a 2 500 KW se encontrarán dentro de la condición de “Usuario Libre”. Ver Tabla 3.

**Tabla 3 Tipos de usuario de acuerdo con la demanda**

<b>Usuarios</b>	<b>Demanda Anual</b>
Usuarios Regulados	$\leq 200 \text{ Kw}$
Usuarios Libres	$> 2,500 \text{ Kw}$
Usuarios con derecho a elegir	$> 200 \text{ Kw y } < 2,500 \text{ Kw}$

Fuente: Elaboración Propia

#### **4.2 Regulación del sector de Distribución eléctrica en el Perú**

En la década de 1980, diversos países realizaron reformas en el sector eléctrico, tanto en la manera de operar la industria, como en la regulación. Países como Reino Unido y Chile lo hicieron en ese entonces y ambos son considerados referentes en la regulación que se rige hoy en día en nuestro país. El objetivo principal de establecer una regulación es mejorar la eficiencia del sector, debido a que cualquier regulación de servicios públicos, se establece como su nombre lo dice porque son de uso o interés común y por asegurar el bienestar social.

Como ya lo hemos mencionado anteriormente, la actividad de distribución eléctrica se realiza bajo un esquema de monopolio natural, de allí la necesidad del ente

peruano OSINERGMIN se encargue de regular la actividad para que el cliente final acceda a una tarifa justa y al mismo tiempo el inversionista obtenga una rentabilidad razonable.

Tal como Fuentes & Saavedra (2007) indican, un monopolio natural se encuentra dentro de una regulación tarifaria adecuada, económicamente hablando, si y solo si cuenta con dos características principales: si los costos sociales de producción mínimos se ven reflejados en los precios establecidos, de manera tal que los consumos se realicen de manera adecuada y en condiciones óptimas; y además si la organización llega a tener la rentabilidad característica de una empresa que es capaz de asumir cualquier nivel de riesgo ya sea propio del mercado en el que se desarrolla, de manera tal que la empresa pueda encontrar todos los incentivos necesarios para seguir su funcionamiento y pueda realizar las inversiones necesarias para su continuidad en el mismo.

#### **4.2.1 Remuneración de la actividad de Distribución**

La regulación de la remuneración de la actividad de distribución en el Perú se encuentra basada en incentivos, ya que busca generar que las empresas sean año a año más eficientes y a consecuencia de dichas mejoras, que las “eficiencias” se vean reflejadas en las tarifas dirigidas al consumidor final.

De acuerdo con lo indicado por OSINERGMIN (2009), la remuneración de la actividad de distribución en el Perú se realiza mediante un esquema de *price cap*, es decir, bajo el esquema de limitación de precios o precio techo.

##### **4.2.1.1 Regulación por Precio Máximo (*Price Cap*)**

Esta metodología consiste en fijar precios máximos para los servicios que presta una empresa, el uso de esta incentiva a dicha empresa a reducir costos con el propósito de incrementar su margen de retorno como resultado de su eficiencia en la reducción de estos.



Creada como alternativa al mecanismo por tasa de retorno, la regulación del Price Cap fue concebida en la década de 80 y se basa en torno al cálculo y determinación del RPI (Retail Price Index) factor- X, y el periodo bajo el cual se debe calcular.

Su creador y responsable de su implantación en Inglaterra y Gales, el profesor Stephen Littlechild, indica que “el factor RPI-X siempre se aplica sobre el nivel de precios vigente al final del periodo tarifario anterior”.

Para Fuentes et al (2007) este método supera los problemas centrales de la regulación por tasa de retorno, puesto que genera incentivos cuando se realiza una minimización de costos y no ocasiona distorsiones en las inversiones realizadas. A su vez, indican que tanto la metodología del Price Cap., como la de “Empresa de Modelo Eficiente”, cumplen con la condición de establecer mejores incentivos a la minimización de costos y el desarrollo de inversiones óptimas.

Por su parte Bonifaz (2001) menciona que el principal riesgo de este mecanismo de regulación debe ser asumido por la empresa prestadora del servicio. De manera tal, que un aumento de los costos o una disminución en la demanda puede generar un balance negativo a la empresa, además de estos problemas Fuentes et al. (2007) añade la dificultad de definir una trayectoria óptima de inversiones, teniendo en cuenta que la incertidumbre sobre el cambio tecnológico y la valorización de los activos de las empresas resulta complicada identificar la tasa de costo de capital, por el riesgo que asume el negocio.

En concordancia con lo anteriormente expuesto, Alexander et al (1996) indica que para esta metodología se solicita asumir una tasa de rendimiento mucho más elevada, esto debido a que la empresa se encuentra expuesta a los cambios en los costos incluyendo sobre los que no posee control, lo cual hace que los inversores exijan una tasa de rendimiento más alta, precisamente por asumir riesgos adicionales, dichos riesgos se verán reflejados en un aumento del costo de capital.

#### **4.2.2 Regulación tarifaria de la actividad de Distribución**

El art.64° de LCE establece que el VAD se basara a partir de una empresa de modelo eficiente, por lo que es necesario conocer que abarca este concepto.

Fuentes et al. (2007) define “Empresa Modelo Eficiente” como una verdadera “simulación”, es decir; una empresa inexistente que se vale de las herramientas tecnológicas de las que dispone el mercado en el que opera, de manera tal que pueda disminuir considerablemente los costos, para de esta manera poder ingresar al mismo y así poder entrar en la competencia por satisfacer la demanda de los usuarios de dicho mercado. Dicha empresa, solo considera los activos imprescindibles para poder brindar los servicios y no considera la preexistencia de estos. Esta minimización de costos conlleva a una reducción en las tarifas a los clientes finales.

Por otro lado, todo este concepto de la empresa modelo, no permite que dicha organización busque ampliar su condición y pasar a ser un actor principal dentro del mercado regulado, es decir, no busca ampliar su dominio a otros mercados que no se encuentren regulados, esto sucede debido a que mediante el uso de infraestructura de uso compartido y que ha sido obtenida mediante financiamiento del sector regulado puede atender la demanda sin ningún inconveniente por lo que no necesita de inversión adicional y no busca realizarla para llegar a los otros sectores.

Este modelo, también presenta algunos problemas, según Bonifaz (2001) el principal problema en la utilización de este modelo es que no se cuentan con principios claros para el uso de dicha metodología. Otro de los problemas, es que, para poder aplicar correctamente este modelo, se necesita utilizar parámetros tecnológicos y estos consignan costos que en la vida real utiliza una empresa real, considerada no eficiente, por lo que no tiene mucho sentido la utilización de este modelo.

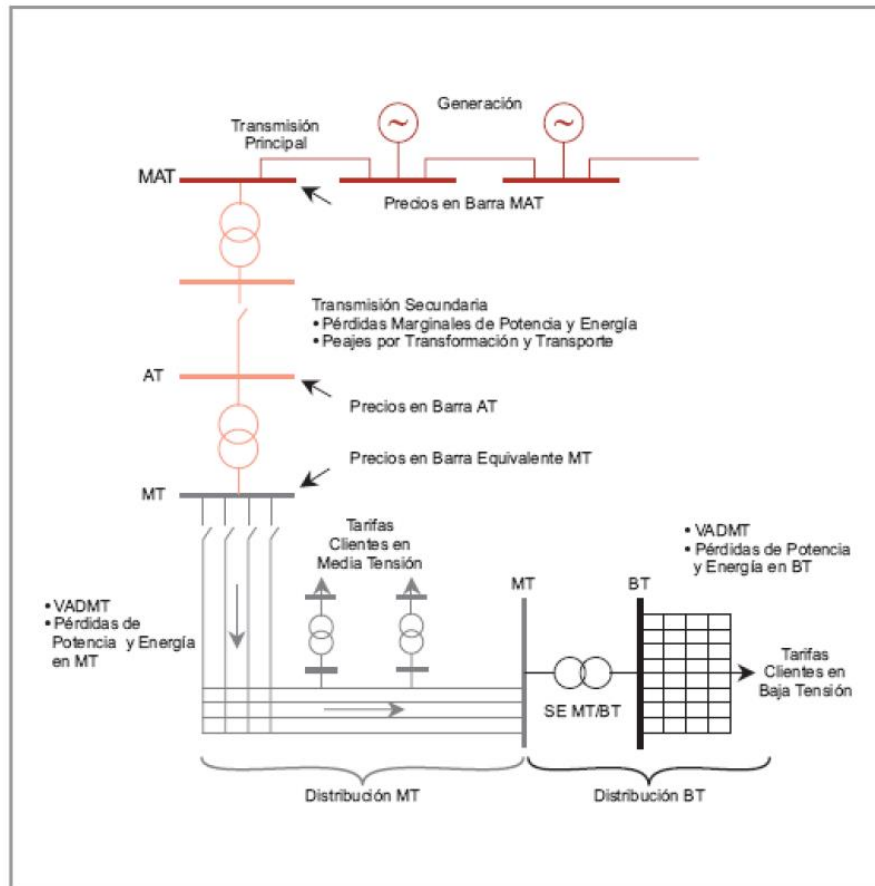
Adicional a ello, Perez-Reyes & Garcia (2015), indica que, en una empresa de modelo eficiente, se determina el costo de capital, según el enfoque CAPM, siempre y cuando esa empresa opere en el mercado de capitales.

#### **4.3 Cálculo de la tarifa de Distribución eléctrica en el Perú**

Las tarifas cobradas a los clientes finales son reguladas por OSINERGMIN. Dichas tarifas comprenden la suma de los precios a nivel de generación, los peajes de los sistemas de transmisión, y el Valor Agregado de Distribución (VAD).

De acuerdo con su consumo, los clientes finales pueden elegir un plan tarifario de media o baja tensión. A continuación, podremos visualizar el esquema tarifario definido por el regulador en la figura 4, indicada a continuación

**Figura 4 Esquema Tarifario**



Fuente: OLADE

Según Dammert et al. (2011), la tarifa se compone en mayor porcentaje de los costos a nivel generación y del Valor Agregado de Distribución la composición de dichos costos en porcentaje se muestra en la Tabla N°4

**Tabla 4 Composición al cliente Final**

Remuneración	Ctm S/./kWh	Porcentaje
PNG	14.20	46%
Peaje	4.20	14%
VAD	12.60	41%
Tarifa Final	31.00	100%

Fuente: OSINERGMIN

#### **4.3.1 Referente al cálculo**

La LCE establece que la fijación de las tasas de cobro en el subsector de distribución se realiza en dos etapas: (1) calcular el VAD en base a una empresa de modelo eficiente, y (2) calcular la tasa interna de retorno (TIR) de empresas concesionarias reales usando el “Valor Nuevo de Reemplazo”<sup>7</sup>.

Para la primera etapa, y tal como lo establece el cálculo en el art. 64° para calcular el VAD se considera una empresa modelo eficiente, la misma que debe de contar con un nivel de calidad determinado, tal como lo indica en las normas técnicas de calidad y se deben de considerar los siguientes componentes:

- a. Los costos asociados al usuario, sin tener en cuenta la demanda que este requiere
- b. Las pérdidas de distribución tanto en potencia como en energía.
- c. Los costos de mantenimiento y operación asociados a la distribución.

---

<sup>7</sup> El Artículo 76° de la LCE indica que el Valor Nuevo de Reemplazo, representa el costo de la renovación de las instalaciones, sean obras o bienes que sirven para brindar el servicio, teniendo en cuenta que se utilizará la misma tecnología y se mantendrán los precios vigentes. Además, indica que se debe de tener en cuenta (a) los gastos financieros incurridos durante el tiempo en el que se realicen dichas instalaciones, a una tasa no mayor a la tasa de actualización fijada por ley; (b) los gastos y costos por la mano de obra y (c) los gastos de supervisión de obras

Adicional al VAD, se debe de tener en cuenta el monto que se invierte en la innovación tecnológica que se realiza en los sistemas de distribución. Dicho monto, es un porcentaje equivalente al monto máximo de ingresos anuales que sean destinados al desarrollo de proyectos de innovación tecnológica y el desarrollo de estos, así como también toma en cuenta los proyectos de eficiencia energética. Dichos proyectos son presentados, propuestos y deben de ser sustentados por las compañías ante OSINERGMIN y aprobados por este último. De manera tal, que se garantice que la rentabilidad de dichos proyectos se realizará durante la vida útil de los mismos y tomando como tasa a la que se refiere el art. 79° de la LCE. Si se trata de proyectos que van a reemplazar instalaciones que ya existan se debe de tomar en cuenta los costos remanentes de los activos que no hayan cumplido su plazo de vida útil hasta la ejecución del proyecto.

En la segunda etapa se realiza una verificación de la rentabilidad que las empresas distribuidoras obtendrían con el nuevo VAD calculado, esta verificación se obtiene mediante el cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR) de las empresas distribuidoras concesionarias reales usando el “Valor Nuevo de Reemplazo”. La TIR no debe variar en +/- 4% de la tasa de Actualización (12%); es decir si la TIR resultante es menos del 8%, se debe ajustar hasta llegar a 8% y si es mayor al 16% se debe ajustar hasta llegar al 16%.

Para tal efecto en el art. 70° de la LCE se establece que la TIR se calcula tomando como plazo de tiempo definido para el análisis, un total de 25 años, el mismo que es establecido por OSINERGMIN. Este cálculo tiene que realizarse para cada una de las empresas concesionarias que cuenten con un estudio individual del VAD, tal y como se señala en el Art. 66° de la misma Ley. Para las otras situaciones, el cálculo de este se realiza para teniendo en cuenta el total de las empresas concesionaras.

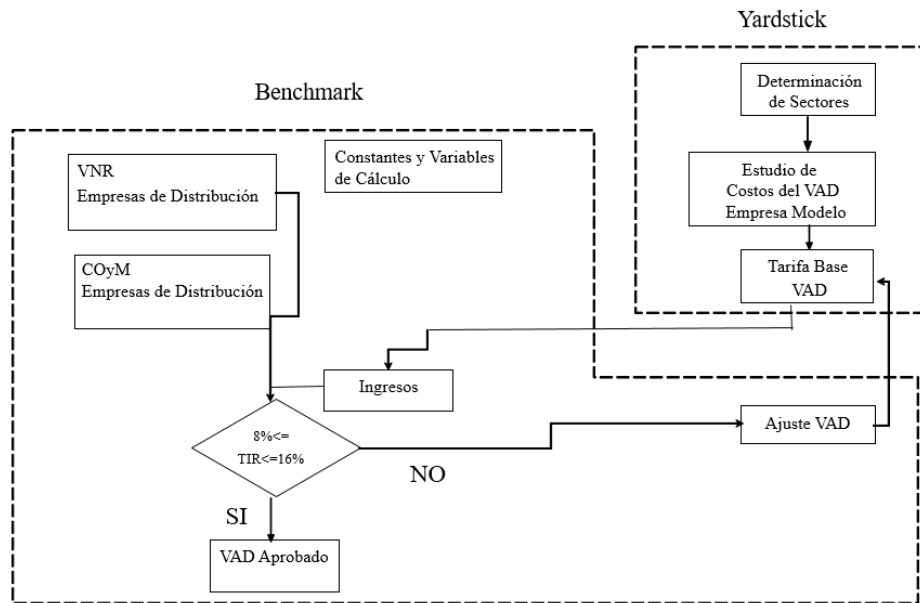
Indicando esto, se determina que la TIR es determinada teniendo en cuenta los siguientes puntos:

- a. Todas las entradas de efectivo que podrían haberse recibido si es que los precios básicos se hayan tomado en cuenta para la totalidad de servicios brindados durante el periodo inmediato anterior al estudio realizado.
- b. Se debe de tener en cuenta todos los costos que han sido asumidos en la operación y en el mantenimiento del sistema de distribución, del periodo anterior a la fecha del cálculo y teniendo en cuenta las pérdidas también.
- c. Considerar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de las compañías cuyo valor residual es igual a cero.

Según Bonifaz (2001) dicho cálculo se sustenta en la eficiencia, es decir, se busca que cualquier servicio debe de ser prestado utilizando la menor cantidad de recursos de inversión, así como que se incurran en la menor cantidad de costos de operación posible. Se refiere que, en un plazo de tiempo determinado, definido por ley en 25 años, debe de promoverse tanto el incremento del tamaño de la red, así como la modernización de esta. De manera tal, que para que el servicio se considere de calidad, se brinde un incremento en los beneficios realizando el menor incremento posible en la tarifa dirigida hacia el consumidor final. También, se basa en cuan atractiva es la organización para los inversionistas, es decir, se busca que exista una rentabilidad esperada y considerada la adecuada, de manera que cualquier persona interesada en invertir pueda realizar las inversiones requeridas en el tiempo. La figura 5 refleja el cálculo del VAD según lo establecido en la LCE

**Figura 5 Diagrama de la regulación del cálculo del VAD**

Fuente: OLADE



#### 4.3.2 Cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD)

El Valor Agregado de Distribución, conocido también como VAD, se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$VAD = aVNR + CE$$

Donde:

$aVNR$  : Es la anualidad del valor Nuevo de Reemplazo

$CE$  : Costos de Explotación

##### 4.3.2.1 Cálculo de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo

El cálculo de la  $aVNR$  se realiza mediante la siguiente formula:

$$A = \frac{r(I)}{1 - \frac{1}{(1+r)^n}}$$



Donde:

r: Es el costo de oportunidad

I: Inversión

n: Periodo (años)

Es importante señalar el Valor Nuevo de Reemplazo que hace referencia la fórmula es el establecido en el Art. 76° de la ya mencionada ley. La cual indica que dicho valor (VNR), solo para fines de esta, es representado por todos los costos en los que se incurren para realizar la renovación de las obras y/o bienes que son utilizados para brindar el servicio pactado. Teniendo en cuenta que debe de brindar la misma calidad de servicio, así como debe de considerar los precios vigentes del mercado, así como también:

- a. Se debe de tomar en cuenta todos los gastos financieros en los que se incurrieron en el periodo de construcción de dicha infraestructura, tomado como base para el cálculo una tasa de interés no mayor a la tasa de actualización establecida en dicha Ley (Art. 79).
- b. Se debe tener en cuenta todos los costos y gastos de mano de obra utilizados.
- c. Todos los gastos y costos en los que se incurrieron para los estudios y supervisión de las obras de dichos estudios.

Tal y como se ha mencionado anteriormente, la comisión de tarifas eléctricas puede solicitar que cualquiera de las empresas concesionarias presente documentación sustentatoria utilizada para el cálculo y fijación del Valor Nuevo de Reemplazo. Dicha comisión puede rechazar la incorporación de bienes que considere son innecesarios.

#### **4.4 Cálculo del costo de capital en el sector eléctrico en el Perú (situación actual)**

En el Perú, no se tiene una metodología establecida para el cálculo de la tasa de retorno. Como se ha mencionado anteriormente, esta viene establecida en el artículo 79<sup>8</sup> de la LCE, el cual señala que la tasa de Actualización será del 12% real anual.

OSINERMIN (2009), indica también que el actual marco regulatorio establece la existencia de una tasa de retorno fijada en la Ley la cual proporciona estabilidad regulatoria. Además, consideran que, cambiar la metodología de cálculo actual, introducirá incertidumbre para los inversores en cada proceso de revisión tarifaria. Además, agregan que no existe liquidez suficiente para calcular la beta por lo que no se debería migrar a una metodología WACC/CAPM

OSINERGMIN (2017), en el documento 37, realiza una estimación de la tasa WACC para las empresas de Distribución Eléctrica, la cual indica debe de ser una referencia, todo esto por ser el sector eléctrico, un sector regulado. Sin embargo, indican que las tasas de retorno deben ser establecidas acorde a la situación económica por la que atraviesa el país, por lo que abarcan conceptos, tales como la medición del capital propio mediante la metodología CAPM, el costo de la deuda, entre otros y las fuentes estadísticas para obtener las variables como: la tasa libre de riesgo, la prima de riesgo del mercado, los coeficientes beta, el riesgo país, el costo de la deuda y la ratio deuda/capital los cuales se calculan a valor contable en libros.

Un punto importante que señalar de dicho documento, es que se indica que la tasa WACC no es la misma que la tasa de actualización establecida en el art. 79° de la LCE, toda vez que la WACC descuenta flujos de caja libres de organizaciones cuya estructura

---

<sup>8</sup> El **Art. 79** de la LCE indica que la Tasa de Actualización que debe de utilizarse es de 12% real anual. Dicha tasa solo puede modificarse por el MINEM, siempre y cuando exista un estudio previo que determine lo indicado. Se debe de tener en cuenta que si se establece una nueva tasa de actualización, esta no debe de diferir en más de dos puntos porcentuales (hacia arriba o hacia abajo) que la actual.

financiera principal es básicamente mixta, es decir, tanto con recursos de terceros como propios; y la tasa de actualización descontaría flujos operativos. Contrariamente, se indica también en el mismo documento, que los conceptos de tasa libre de riesgo y premio por riesgo país señalados en la LCE respecto a la modificación de la tasa de actualización requieren la utilización de la metodología del WACC para el cálculo de una nueva tasa de actualización.

La estimación del WACC que realizan para el año 2015 utiliza la metodología estándar de mercado también denominada “plain vanilla”, y para el cálculo del costo del capital propio se utiliza la metodología de valoración de activos de capital (CAPM) al cual se le adiciona una prima de riesgo país, mientras que el costo de la deuda es después de impuestos.

También se señala, que el escenario tanto económico como financiero de nuestro país ha sufrido cambios significativos y las variables económicas del país difieren enormemente a las mismas de la década del 90 debido a que en esa época, se tenía un índice alto de inflación, un bajo volumen de inversión, un nivel alto de deuda pública y un país que no era considerado confiable para la inversión foránea, por lo que, si se conseguía financiamiento externo, era con una tasa muy elevada.

Teniendo en cuenta, todo lo señalado anteriormente, el cálculo del WACC nominal en dólares obtenido fue de 8.58%.

## **CAPÍTULO 5**

### **EL SECTOR ELÉCTRICO EN BRASIL Y COLOMBIA Y SUS COSTOS DE CAPITAL**

En el presente capítulo se analizarán los casos que se consideran de mayor relevancia para nuestro país, si bien es cierto en capítulos anteriores se ha mencionado Inglaterra y Chile, como referentes en lo que a implementación regulatoria y avances en el sector eléctrico se refiere; se ha tomado en consideración el análisis de los países de Brasil y Colombia debido a que el primero presenta un nivel de datos bastante considerable, debido al tamaño y variedad de zonas presentando un nivel muy importante en cuanto a la realización y análisis de estudios estadísticos. En cuanto a Colombia se ha tenido en consideración debido a que es el país de la región que presenta un crecimiento económico muy similar a nuestro país, a diferencia de Chile cuyos márgenes y niveles de crecimiento han sido mayores, teniendo un nivel de población mucho menor que la peruana.

A continuación, detallaremos una descripción del sector eléctrico, así como los esquemas de regulación que afrontan en el sector como las metodologías, cálculos y análisis de costo de capital que estos países realizan.

#### **5.1 Caso Colombia**

El Estado Colombiano tiene la función de regular, controlar y vigilar la actividad eléctrica de todo el país. Para tal efecto, y con el objeto de prestar los servicios públicos de forma eficiente y de la mejor calidad se creó La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) quien es la encargada de reglamentar el comportamiento de los usuarios y empresas. Los sistemas de Transmisión y distribución se dividen en 4 niveles los cuales se clasifican de acuerdo con la tensión nominal de la operación, los cuales son:

**Nivel IV:** En este nivel, se encuentran sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.

**Nivel III:** En este nivel, se encuentran sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.

**Nivel II:** Se encuentran sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.

**Nivel I:** Aquí se encuentran sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

### **5.1.1 Regulación de la actividad de Distribución**

La remuneración de la actividad de Distribución es determinada por la CREG, en donde indica que el servicio es regulado teniendo en cuenta inclusive las posibilidades de las que goza el denominado dueño de las redes de distribución (Operador de Red), de planificar el incremento del tamaño de la red, así como, los costos y gastos del capital de trabajo y los costos y gastos de la administración, operación y mantenimiento (AOM). Los Niveles de tensión I, II, II se aplica el modelo de regulación *Price Cap* y para el Nivel de tensión IV el modelo *Revenue Cap*

### **5.1.2 Costo de capital**

El cálculo de la tasa de remuneración se realiza mediante la metodología del Weigthed Average Cost of Capital (WACC); en donde el principal reto es el cálculo del costo de capital propio. Sin embargo, todos los documentos utilizados en la investigación indican que el método más adecuado es el modelo Capital Asset Pricing Model (CAPM) debido a que este método es el más utilizado por organismos reguladores en diversos países con realidades similares. Para este último, el principal problema se encuentra en los parámetros de entrada, debido a que estos varían de acuerdo con los riesgos que se asumen en su cálculo, ya sean en las series de tiempo o en las formas de estimar las betas y/o en la afectación de los impuestos. Cabe resaltar, que, según la CREG, la tasa de retorno debe de ser calculada antes de impuestos.

Según un estudio realizado por UniAndes (2007), se ha realizado una revisión de los posibles problemas que pueden presentarse y se presentaron propuestas en cada una de las situaciones presentadas, tal y como se detalla a continuación:

***Problema de los Betas***, se refiere a la dificultad para encontrar los betas para empresas que se dedican de manera exclusiva a actividades de Distribución Eléctrica, la propuesta es no usar Betas de otros mercados emergentes, porque dichos mercados pueden ser inestables y en la mayoría de los casos son superiores a 1, por lo que se debe de utilizar tanto para la tasa libre de riesgo, las primas de mercado o betas; las estimaciones de Damodaran debido a que esta es la más consultada por diversas firmas internacionales, además de ser de libre acceso, son transparentes, tienen una gran comparabilidad y reducen el potencial de discusión.

***Riesgo país***; el problema es el procedimiento adoptado por la CREG, el mismo que, resulta ser dudoso, debido a que económicamente el costo del patrimonio tiene un riesgo mayor a la deuda. El procedimiento de la CREG utilizado a la fecha en que se realizó el estudio, se basa en sumar el spread de los bonos soberanos del país a la fórmula normal del retorno esperado. Una propuesta para este problema es usar la fórmula de Damodaran, la cual se utiliza para calcular el retorno esperado incorporando el riesgo país. Se indica, que de esta manera se podrá medir de manera más realista que el riesgo país, el cual agrupa en este concepto del riesgo político, tanto como el de inestabilidad jurídica, así como, el riesgo de la deficiente calidad en la administración de justicia, como también, el riesgo en la calidad del régimen regulatorio (general, no específico del régimen de distribución eléctrica)

***Riesgo Regulatorio***; Dentro de los riesgos de negocio se consideran los riesgos asociados al sistema de regulación y de intervención regulatoria (calidad del régimen regulatorio). Según el estudio de Alexander e Irwin (1996) se describe de acuerdo con el régimen regulatorio, los elementos que el regulador cubre y los

que no, tal como se muestra en la Figura 6 Clasificación del Regimen Regulatorio

**Figura 6 Clasificación del Regimen Regulatorio**

RÉGIMEN REGULATORIO	ELEMENTOS CUBIERTOS POR EL REGULADOR	ELEMENTOS NO CUBIERTOS POR EL REGULADOR
Precio máximo (price-cap)	Precio	Demanda Costos exógenos (no controlables) Costos endógenos ( controlables)
Precio máximo con traslado de costos (pass through)	Precio Costos exógenos (no controlables)	Demanda Costos endógenos ( controlables)
Ingreso máximo	Precio Demanda	Costos endógenos Costos exógenos
Tasa de retorno	Precio Demanda Costos endógenos Costos exógenos	Ninguno

Fuente: Alexander e Irwin (1996, p.8)

Para el caso específico del sistema de regulación *Price Cap.*, el regulador no cubre los riesgos de demanda y los costos exógenos y endógenos los cuales son trasladados a la empresa operadora e impactan directamente en la tarifa; en comparación con la regulación por tasa de retorno bajo la cual la empresa operadora no asume ningún riesgo.

Según el estudio de Alexander, Meyer y Weeds (1996), las betas promedio varían de acuerdo con los diferentes sistemas de regulación que apliquen los mercados. Por ello, de acuerdo con el sistema de regulación de Colombia proponen adoptar un solo beta para los cuatro niveles de tensión que sea consistente con el modelo de regulación, se debe añadir el diferencial entre el beta apalancado (baja potencia) de Estados Unidos menos el Beta apalancado para sistemas de altos incentivos (*Price Cap* y *Revenue Cap*) .

**Estructura de Capital,** Se optó por una estructura de capital que permita mantener una calificación de riesgo BBB, con un grado de endeudamiento financiero 20% y 80% de patrimonio.

**Estimación del WACC,** se sugiere usar la segunda opción de las tres planteadas en el estudio, en el cual se considera la Tasa libre de riesgo y premio al riesgo, estimados con una serie de 10 años (A. Damodaran). EMBI, *forward looking*, a partir de la situación que se observa en ese momento. Siendo que se considera que esta segunda opción contiene la mejor información disponible. El valor obtenido es de 14.06% en términos reales antes de impuestos, este valor fue estimado para un método de regulación Price Cap., ya que se sugiere utilizar el mismo modelo y cálculo para los cuatro niveles de tensión. Cabe resaltar que el valor establecido por la CREG para ese periodo es de 16.06% antes de impuestos.

## **5.2 Caso Brasil**

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) es el ente regulador y el encargado de fiscalizar las actividades de producción, transmisión, distribución y comercialización de Energía eléctrica en Brasil; a través de este organismo el Gobierno Federal otorga concesiones para la prestación de servicios de Distribución bajo el esquema de “Exclusividad Territorial”, ANEEL es el encargado de realizar las revisiones tarifarias las cuales se realizan cada tres, cuatro o cinco años según lo establezcan los contratos de concesión.

### **5.2.1 Regulación de la actividad de Distribución**

El modelo tarifario adoptado por Brasil es un modelo del tipo precio techo *Price-Cap.*, el cual es implementado como mecanismo para incentivar la eficiencia. Según CREG (2014), esta eficiencia se limita básicamente, a costos gerenciales, como son los costos de operación, las pérdidas no técnicas, el costo de capital, entre otros. En lo que



respecta a egresos poco gerenciales, la regulación considera que el esquema de pass-through mitiga en forma total o parcial el riesgo, la revisión tarifaria se realiza mediante Ciclos de Revisiones Tarifarias Periódicas (CRTP) según cada contrato de concesión.

Según Camacho et al. (2006), la revisión tarifaria comprende de dos pasos: el primero de ellos, se refiere a la reposición de Tarifa (TR), el cual establece el nivel de costos operativos eficientes y justos, así como, el rendimiento del capital invertido; el segundo, se refiere a la determinación del denominado Factor X (mecanismo *Price Cap*), el cual representa el mecanismo para pasar a través de las ganancias de productividad y eficiencia de los distribuidores a los consumidores a través de una reducción del índice de ajuste de tarifas.

### **5.2.2 Costo de capital**

La base de la remuneración para el cálculo del costo de capital según lo establecido por la ANEEL es el costo de reposición de los activos a valor de mercado para el cual se considera solo los activos de las concesionarias que efectivamente estén prestando servicios a los usuarios. Según CREG (2014), el costo del capital tiene dos componentes por un lado la Base de Remuneración Regulatoria (BRR) que está dada por la WACC y el segundo es la remuneración de la Reserva Global para Reversión (RGR).

La ANEEL utiliza el método del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC /CAPM) para el cálculo del costo de oportunidad del capital.

Para Camacho et al. (2006) la metodología del WACC a pesar de ser estudiada en diversos manuales internacionales de finanzas y de ser la más usada por las agencias reguladoras en el mundo, tiene algunos puntos de discusión en su aplicación con algunas preguntas como: la definiciones de la tasa libre de riesgo, prima de riesgo y periodicidad e intervalos de serie para países emergentes, así como definir el índice de mercado (global o local), estimación del riesgo sistemático (beta), la adopción o no del riesgo país y las particularidades inherentes al sector de electricidad brasileño. Además, señalan se

debe evaluar si el WACC debe ser nominal o real o si debe ser antes o después de impuestos.

En el caso del costo de capital propio indican que el que mejor describe la relación riesgo retorno además de ser la más utilizada por agencias reguladoras al igual que señala la ANEEL es la metodología del Capital Asset Model (CAPM) por lo que recomiendan su uso, pero el CAPM Global adaptado al mercado brasileño (riesgo país Brasil + Embi) y en contraposición a la normativa vigente a la fecha de su estudio, recomiendan la adopción del riesgo soberano en lugar del segmentado.

### **5.2.3 Ajuste por riesgo regulatorio**

Brasil se encuentra bajo la regulación de precios máximos *Price Cap*. Híbrido, en el cual, según indica Camacho et al. (2006), las empresas operan en un entorno de mayor riesgo en comparación con el modelo de regulación por tasa de retorno; por lo tanto, requieren una retribución superior, para compensar este riesgo adicional ya que aumenta el riesgo sistemático (beta) de las empresas, siendo que es un riesgo no sistemático que no se puede mitigar por una estrategia de diversificación tal como propone el modelo CAPM, recomiendan ajustar el riesgo regulatorio obteniendo la diferencia entre las betas sin apalancamiento promedio en los mercados estadounidenses e inglés, como hace ANEEL

Por su parte la CREG (2014) respecto al riesgo regulatorio indica que para el cálculo del WACC en las revisiones tarifarias del 1CRTP y 2CRTP se incluyeron componentes asociados a riesgo regulatorio específicamente en el 2CRTP se incluyó una prima de riesgo para captar el efecto diferenciado del esquema regulatorio de Price-Cap aplicado en Brasil respecto del esquema Cost-plus aplicado en Estados Unidos y en el 3CRTP. Para esto, la ANEEL argumentó que, así como riesgos impuestos por la regulación también existen ciertos riesgos mitigados por la misma.

En la Tabla 5, presentada a continuación, se puede observar las principales diferencias respecto de las metodologías aplicadas en los países sujetos de estudio Brasil, Colombia y Perú.

**Tabla 5 Comparación entre los países**

Concepto	Brasil	Colombia	Perú
Esquema Regulatorio	Precio Techo - Price-cap Reposicionamiento Tarifario	Price Cap (Niveles I,II,III) Revenue-Cap ( Nivel IV) Reposicionamiento Tarifario	Competencia Referencial Precio Techo - Price-cap
Periodo Tarifario	3, 4 o 5 años, de acuerdo a la concesión	5 años	4 años
Tasa de Descuento	Se determina en cada proceso tarifario	Se determina en cada proceso tarifario	12%
Metoldología utilizada	WACC/CAPM	WACC/CAPM	Establecida en el artículo 79 de la LCE
Remuneración de las Inversiones	La ANEEL dividió la base de capital en: Inicial e Incremental.  La valorización de los activos incrementales se realiza por el Valor Nuevo de Reposición-VNR o Costo de Reposición.	La base de los activos operativos para efectos tarifarios se calcula por medio de los métodos de Valor Nuevo de Reposición - VNR y Costo Incremental Promedio - CIP, con vidas utiles de 25 años para activos de media y baja tensión.	Se diseña una red eficiente, y se reconoce en el VAD.  El costo de inversión es la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo, considerando su vida útil de 30 años .

Fuente: Elaboración propia

## **CAPITULO 6**

### **PROPUESTA Y ESTIMACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL PARA UNA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN EL PERÚ**

La Gerencia de Regulación de Tarifas (GRT) en setiembre de este año publicó el informe N° 0402-2020-GRT, en el cual hace de conocimiento el proceso del cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD) para las fijaciones tarifarias del 2018-2022 y 2019-2023. OSINERMIN fijó el VAD para el periodo 01 de noviembre de 2018 al 31 de octubre de 2022, correspondiente a las empresas del Grupo 1, dentro de dicho grupo para las empresas Electro Dunas, Enel y Luz del Sur las cuales cuentan con más de 50,000 suministros y pertenecen al sector tipo de distribución 1. Las referidas empresas son las que tomaremos en cuenta para realizar la simulación del cálculo del costo de capital para obtener una tasa de descuento que deba ser utilizada en el cálculo del VAD del periodo 2018-2022, asumiendo que la tasa que se obtenga es la que se debe utilizar en los años posteriores de vigencia del VAD vigente, por lo que los cálculos se realizarán al 2017.

#### **6.1 Cálculo del Costo de Capital**

##### **6.1.1 Cálculo del Costo de Capital Propio $R_S$**

Teniendo en cuenta la investigación realizada y habiendo realizado un análisis de las ventajas y desventajas de las metodologías identificadas, se deduce que el método más adecuado para el cálculo del Costo de Capital propio es el modelo Capital Asset Pricing Model Global (CAPM) debido a que es la metodología que mejor refleja la relación riesgo rentabilidad de las inversiones. Adicional a ello, es la metodología más usada por las agencias reguladoras debido a la simplicidad de aplicación.

Se utilizará el CAPM global pero ajustado al mercado peruano, esto debido a que esta metodología fue desarrollada para ser aplicada en mercados más desarrollados y líquidos, como es el caso de Estados Unidos; y, ajustado también al riesgo por afrontar

una regulación tipo Price – Cap que es la regulación que rige las actividades del sector de distribución eléctrica.

Para tal efecto se utilizará la siguiente formula:

$$R_S = R_f + \beta \times (R_M - R_F) + R_p + R_{reg}$$

Donde:

$R_f$  : Tasa libre de riesgo  
 $(R_M - R_F)$  : Prima por riesgo de mercado  
 $\beta$  : La Beta de la empresa  
 $R_p$  : Riesgo país

#### **6.1.1.1 Tasa Libre de Riesgo ( $R_f$ )**

Es la tasa de un activo sin riesgo. La práctica internacional es utilizar como tasa libre de riesgo los bonos del Tesoro del gobierno americano; debido a que este es tomado como un referente financiero.

Para estimar la tasa libre de riesgo y considerando que lo que se busca es realizar el cálculo del Costo de Capital para uso prospectivo del siguiente periodo tarifario 2,018 - 2,022 (4 años), se utilizan las tasas de interés relativamente a largo plazo spot vigentes al momento de realizarse la fijación tarifaria.

Para ello, se utiliza el ultimo valor de mercado del bono a 10 de años de los bonos del tesoro americano, es decir la tasa de interés al 29 de diciembre 2017; considerando que es la fecha de referencia del presente análisis para el cálculo de la tasa de costo de capital.

Para sustentar el uso del Spot al 29 de diciembre 2017 citaremos a Walker (2006) quien indicó que el uso de promedios históricos para el cálculo de la tasa libre de riesgo es un cálculo incorrecto. Siendo que, la tasa que se desea utilizar es el mejor estimador de

las tasas esperadas a largo plazo y las series históricas no brindan información respecto de expectativas; por lo tanto, no proporciona una buena estimación de tasas spot futuras.

Indica también, que es un error determinar la tasa libre de riesgo en base a proyecciones especulativas, provenientes de encuestas o de la opinión de analistas, respecto de la variación de la tasa libre de riesgo nacional o internacional.

Es por ello por lo que, en consecuencia, se considera que el mejor estimador de valor futuro de este tipo de instrumentos es el valor spot obtenida el 29 de diciembre de 2017. Tal y como podemos observar en la tabla 6, indicada a continuación, en donde podemos encontrar las tasas de interés correspondientes al mes de diciembre 2017.

**Tabla 6 Tasas Bonos USA Diciembre 2017**

<b>Series Description</b>	<b>Market yield on U.S. Treasury securities at 10-year constant maturity, quoted on investment basis</b>		
<b>Unit:</b>	<b>Percent: _Per_ Year</b>		
<b>Multiplier:</b>	<b>1</b>		
<b>Currency:</b>	<b>NA</b>		
<b>Unique Identifier:</b>	<b>H15/H15/RIFLGFCY10_N.B</b>		
<b>Time Period</b>	<b>Year</b>	<b>RIFLGFCY10_N.B</b>	
<b>1/12/2017</b>	2017	2.37	
<b>4/12/2017</b>	2017	2.37	
<b>5/12/2017</b>	2017	2.36	
<b>6/12/2017</b>	2017	2.33	
<b>7/12/2017</b>	2017	2.37	
<b>8/12/2017</b>	2017	2.38	
<b>11/12/2017</b>	2017	2.39	
<b>12/12/2017</b>	2017	2.4	
<b>13/12/2017</b>	2017	2.36	
<b>14/12/2017</b>	2017	2.35	
<b>15/12/2017</b>	2017	2.35	
<b>18/12/2017</b>	2017	2.39	
<b>19/12/2017</b>	2017	2.46	
<b>20/12/2017</b>	2017	2.49	
<b>21/12/2017</b>	2017	2.48	
<b>22/12/2017</b>	2017	2.48	
<b>25/12/2017</b>	2017	ND	
<b>26/12/2017</b>	2017	2.47	
<b>27/12/2017</b>	2017	2.42	
<b>28/12/2017</b>	2017	2.43	
<b>29/12/2017</b>	2017	2.4	

Fuente: Federal Reserve of United states of America

<https://www.federalreserve.gov/datadownload/Choose.aspx?rel=H.15>

### 6.1.1.2 Beta ( $\beta$ )

La Beta por utilizar en el presente trabajo de investigación, se ha elegido teniendo en cuenta que debe de ser la que refleje mejor, el riesgo operativo del sector de distribución eléctrica. Para tal efecto, se obtuvo información publicada por el profesor Damodaran de las compañías y Betas del mercado americano toda vez que en Perú no contamos con un mercado de valores líquido que nos permita obtener directamente este parámetro. Una vez obtenida esta información, se ha profundizado la investigación de las actividades de cada empresa listada en la web de Finance Yahoo.

Cabe resaltar, que la información pública en ambas páginas es del presente año, limitante que se tuvo que asumir para este cálculo.

Es importante señalar cuales han sido los pasos que se han seguido para poder realizar el cálculo de la Beta

En primer lugar, se listaron las empresas de los sectores *Power* y *Utilities* (*General*) obteniendo en total 68 empresas con un *Unlevered beta* promedio de ambos sectores de 0.28. Esto debido a que en cada industria se encuentran empresas con operaciones en el sector distribución eléctrica.

Se realizó, además, una búsqueda de empresas de los mismos sectores en la web de Finance Yahoo, de manera de poder obtener más empresas, para de esta manera, obtener más información y que esta nos lleve a un mejor resultado. Es por ello, que se adicionan 21 empresas a la base y así para poder realizar la investigación de actividades.

En segundo lugar, se realizó una revisión de cada una de las empresas para averiguar el sector en el que operan; encontrando 21 empresas del sector eléctrico, de las cuales solo el 85% de ellas opera en las 3 actividades (generación, transmisión y distribución) y el 15% restante opera en 2 de ellas.



En tercer lugar, para las 21 empresas seleccionadas se halló la Beta desapalancada, considerando la información de ventas, deuda, market Cap y las betas apalancadas de la web de Yahoo Finance.

De esta manera, se encontró una Beta desapalancada del sector eléctrico americano de 0.21. Para mayor detalle con respecto a las empresas y los cálculos realizados, se puede revisar en el Anexo 2.

**Tabla 7 Definición de Betas del Sector**

Parámetro	Descripción	Valor
$\beta_{\mu}$ I.1	$\beta$ Unlevered - proxy I.1 – Damodaran	0.28
$\beta_{\mu}$ I.2	$\beta$ Unlevered - proxy I.2	0.23
$\beta_{\mu}$	$\beta$ Unlevered del sector	0.21

Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, el cálculo del Beta apalancado  $\beta_l$  se realizó utilizando la fórmula de Hamada, en donde para la relación (D/E) del mercado peruano se utilizó un promedio de la estructura de capital las tres empresas indicas anteriormente encontrándose una relación de 0.25; la tasa de impuesto a la renta para el año 2017 en Perú fue de 29.5%.

$$\beta_l = \beta_u * (1 + (1 - T_x) * (D/E))$$

Donde:

- $\beta_u$  : Beta Desapalancado del sector del mercado americano
- $T_x$  : Tasa de Impuesto a la renta corporativo peruano
- $(D/E)$  : Relación Deuda Capital sector peruano

**Tabla 8 Cálculo de la Beta apalancada al mercado**

parámetro	descripción	Valor
$B\mu$	Unlevered Beta del Sector	0.21
D/E	Estructura D/E del sector	0.25
Tx	Tasa del Impuesto a la Renta	29.50%
Bl	Levered Beta del sector	0.251

Fuente: Elaboración Propia

#### **6.1.1.3 Prima por riesgo de mercado ( $R_M - R_F$ )**

Consiste en sustraer la tasa libre de riesgo anteriormente obtenida de 2.4% del retorno medio anual de la serie histórica de los retornos diarios del S&P500, el cual está compuesto por las acciones de 500 empresas más grandes que cotizan en la Bolsa de Valores de Nueva York. Se utilizó una serie de 11 años desde enero 2007 hasta diciembre 2017, todos los datos han sido tomados de la página de Damodaran.

Teniendo en consideración lo indicado por Camacho et al (2006) si se toman en cuenta periodos muy cortos, estos se ven afectados directamente pues reflejan demasiado la coyuntura y por el contrario si se toman periodos muy largos reflejan, los periodos económicos pueden ser muy diferentes a los que se ve a mediano plazo. Por lo cual; lo recomendable es usar series entre 10 y 15 años.

Obteniendo así una prima por riesgo de mercado de 7.43% tal y como se observa en la Tabla 9, detallada a continuación:

**Tabla 9 Riesgo del Mercado**

Year	Arithmetic	Average	Historical	Return
1928-2019	11.57%	3.40%	5.15%	7.22%
1970-2019	11.89%	4.64%	7.39%	9.46%
2007-2017	9.83%	0.69%	4.83%	7.38%

Fuente: Damodaran online (2020)

[http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/data.html](http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html)

#### **6.1.1.4 Riesgo País**

Las economías de los países en vías de desarrollo o en crecimiento son conocidas como mercados emergentes, Perú se encuentra dentro de esta clasificación por lo que los inversionistas que deciden invertir en el país requerirán un premio adicional; autores como Damodaran (2003) indican que el riesgo país podría reflejar el riesgo adicional de invertir en un país específico. Existen diferentes formas y metodologías de medir el riesgo país, una de ellas, es a través de las calificadoras de crédito, el más conocido es el Emerging Markets Bond Index (EMBI) elaborado por JP Morgan, este índice muestra el rendimiento de los bonos de países con mercados emergentes, así como el diferencial (spread) en puntos básicos con respecto a una canasta de bonos libre de riesgo.

Por otro lado, dentro de las metodologías usadas para el cálculo e inclusión de esta prima en el Costo de Capital del accionista, son el enfoque Beta y el enfoque lambda  $\lambda$ .

Para la estimación del riesgo país se utilizó el índice EMBI a diciembre 2017, elaborado por JP Morgan y que en el Perú se publica a través del BCR, tal y como se muestra en la Tabla 10

**Tabla 10 Tasas de interés: EMBIG**

Fecha	Tasas de interés: EMBIG (variación en pbs) -	
	Spread - EMBIG Perú (pbs)	%
Ene17	157	1.57
Feb17	152	1.52
Mar17	141	1.41
Abr17	149	1.49
May17	141	1.41
Jun17	144	1.44
Jul17	142	1.42
Ago17	155	1.55
Sep17	144	1.44
Oct17	140	1.40
Nov17	139	1.39
Dic17	136	1.36

Fuente: BCR online

<https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/mensuales/resultados/>

#### **6.1.1.5 Riesgo por afrontar una regulación tipo Price Cap**

Wright et al. (2003) y Alexander et. al (1996) indican que este riesgo surge cuando el sistema de regulación afecta al costo de capital; siendo que genera un impacto sobre el grado de riesgo sistemático que soporta una empresa.

Todas las empresas que operan en un mercado regulado están expuestas a un riesgo asociado al sistema regulatorio, el sector de distribución eléctrica peruano no es la excepción. Este riesgo viene asociado principalmente a que el regulador de acuerdo al sistema regulatorio que implanta no cubre todos los riesgos, tal como lo explica Alexander et al (1996) Bajo un sistema regulatorio de alto poder como es el Price Cap, el regulador solo cubre los riesgos asociados al precio, mas no cubre los riesgos asociados a la demanda y los costos (controlables y no controlables) a diferencia de un sistema

regulatorio de bajo poder como es la Tasa de retorno en el que el regulador cubre todos los riesgos como son precio, demanda y costos.

Siendo que las Betas obtenidas anteriormente pertenecen a empresas eléctricas del mercado americano el cual opera bajo un sistema regulatorio de Tasa de Retorno y las empresas de distribución eléctrica en el Perú operan bajo un sistema regulatorio tipo Price Cap se hace necesario ajustar las betas a un sistema regulatorio igual que el peruano.

El mercado inglés es un mercado liquido en el cual las empresas del sector eléctrico operan bajo la regulación Price Cap. Por lo que, el ajuste se realizará bajo la siguiente fórmula utilizada por Camacho et al (2007) utilizada para el mercado eléctrico brasileño:

$$r_{reg} = (\beta_{UK}^{desapalancado} - \beta_{US}^{desapalancado}) * (r_M - r_f)$$

Donde:

$\beta_{UK}^{desapalancado}$ : Betas de las empresas eléctricas inglesas

$\beta_{US}^{desapalancado}$ : Betas de las empresas americanas inglesas

$(r_M - r_f)$  : Prima por riesgo de mercado

Para complementar en el informe de ACODIS (2007) se indicó que:

“Cuando se utiliza una metodología de cálculo de las betas a partir de un mercado, como el norteamericano, donde opera el sistema de tasa de retomo, y se busca aplicar dicho parámetro a un régimen regulatorio diferente, como el de precio máximo, se corre el riesgo de subestimar el riesgo sistemático”. (p.9)

Para hallar las betas de UK, se utilizó la información de empresas eléctricas listadas por el profesor Damodaran para el mercado inglés encontrándose 11 empresas, de las cuales solo 3 de ellas realizaban actividades neta mente eléctricas obteniendo una beta desapalancada de 0.56. Para una mayor información revisar el listado de las empresas y calculo en el Anexo 3. Aplicando la fórmula se obtiene un resultado de 2.61%

**Tabla 11 Ajuste por afrontar una regulación tipo Price Cap**

<b>Parámetro</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
<i>Buk</i>	Beta desapalancado del sector eléctrico UK	0.56
<i>Bus</i>	Beta desapalancado del sector eléctrico USA	0.21
(Rm - Rf)	Prima de Riesgo de Mercado	7.43%
<b>Ajuste por Regulación Price Cap</b>		<b>2.61%</b>

Fuente: Elaboración Propia

### 6.1.2 Cálculo del Costo de Capital propio $R_S$

Según los resultados obtenidos de cada componente obtenemos un Costo de Capital propio de ( $R_S$ ) de 8.23% en términos nominales y de 8.17% en términos reales.

**Tabla 12 Cálculo del Costo de Capital**

Variable	Descripción	Valor
Rf	Tasa Libre de riesgo	2.40%
Rm – Rf	Prima de Riesgo de mercado	7.43%
$\beta(l)$	Beta(l) del sector	0.25
Regulación	Adicional por regulación Price - Cap	2.61%
RP	Prima de Riesgo país	1.36%
<b>Rs</b>	<b>Costo de Capital patrimonial (US \$) - Nominal</b>	<b>8.23%</b>
$\pi$ USA	Inflación USA	2.13%
$\pi$ Perú	Inflación Perú	1.40%
<b>Rs</b>	<b>Costo de Capital patrimonial Perú - Real</b>	<b>8.17%</b>

Fuente: Elaboración Propia

### 6.1.3 Cálculo de la tasa de remuneración

Para remunerar el capital invertido de la actividad de distribución eléctrica utilizaremos la metodología del Weighted Average Cost of Capital (WACC), como se ha mencionado anteriormente combina en su cálculo tanto los recursos propios como los de terceros, es la metodología más utilizada por las agencias reguladoras en el mundo.

La fórmula para determinar el costo promedio ponderado del capital es:

$$R_{WACC} = \frac{S}{S+B} R_S + \frac{B}{S+B} R_B (1 - t_c)$$

Donde:

$\frac{S}{S+B}$ : Ponderación del Capital accionario

$\frac{B}{S+B}$ : Ponderación de la deuda

$R_S$ : Costo de capital propio

$R_B$ : Tasa de Endeudamiento

$R_B(1 - t_c)$ : Costo de la deuda después de impuestos

#### **6.1.4 Estructura de Capital (S y B)**

Para el cálculo de la estructura de capital se ha utilizado la información financiera auditada de algunas de las empresas de distribución de energía eléctrica, tales como: Luz del Sur, Enel y Electro Dunas. Dicha información ha sido obtenida de los estados financieros publicados de la Bolsa de Valores de Lima, y se ha optado por calcular la información de la estructura deuda capital a valor de mercado, puesto que nos dará un panorama real de cómo es que están estructuradas las empresas de dicho sector. Para realizar los cálculos se busca hallar un promedio aritmético de las empresas antes mencionadas.

Para fines del presente trabajo de investigación se ha tenido en cuenta los datos de la información financiera auditada del año 2017 y de valorizaciones realizadas de la empresa Electro Dunas.



**Tabla 13 Información deuda Capital en miles de soles S/ 000**

<b>Datos en miles de soles</b>	<b>LUZ DEL SUR S.A.A.</b>	<b>ENEL DISTRIBUCION PERU S.A.A.</b>	<b>ELECTRO DUNAS S.A.A.</b>	<b>B/S Promedio</b>
Total Obligaciones Financieras	1,872,061	1,402,908	195,925	1,156,965
Patrimonio a Valor de mercado	5,867,764	3,601,500	732,803	3,400,689
Total	7,739,825	5,004,408	928,728	4,557,654
B/S a Valor de Mercado	0.241874	0.280334	0.210961	0.253851

Fuente: Superintendencia de Mercado de Valores (2020)

De esta manera obtenemos la siguiente relación:

**Tabla 14 Relación de Promedios**

<b>Summary</b>	<b>%</b>
Average B/(S+B)	25.39%
Average S/(S+B)	74.61%
Total (B+S)	100.00%

Fuente: Elaboración Propia

### 6.1.5 Costo de la Deuda ( $R_B$ )

El Costo de capital de terceros, es una variable que también es considerada para el cálculo del Costo de Capital, es proporcionada por terceros por lo que debe de ser remunerada.

Para tal efecto, se consideró el costo de la deuda según la información contable revelada en los estados financieros auditados al 2017; tal como se muestra en la Tabla 15, siendo que es el costo real a la que se financian las empresas distribuidoras.

**Tabla 15 Costo de la Deuda Empresas de distribución eléctrica**

<b>Empresas</b>	<b>Rb</b>
Enel	6.288%
Electrodunas	6.253%
Luz del Sur	5.966%
<b>Promedio Rb</b>	<b>6.169%</b>

Fuente: Elaboración Propia

### 6.1.6 Cálculo del WACC

La remuneración del Costo de Capital real después de impuestos es de 7.20%.

**Tabla 16 Cálculo del WACC**

Variable	Descripción	Valor
B	Proporción de deuda en la estructura de financiación	25.39%
S	Proporción de patrimonio en la estructura de financiación	74.61%
Tx	Tasa de Impuesto	29.5%
Rb	Costo de la deuda	6.17%
Rs	Costo de Capital patrimonial Perú – Real	8.17%
<b>WACC</b>	<b>Costo Promedio Ponderado de Capital - después de Impuestos</b>	<b>7.20%</b>
<b>WACC</b>	<b>Costo Promedio Ponderado de Capital - antes de Impuestos</b>	<b>10.22%</b>

Fuente: Elaboración Propia

### 6.1.7 Cálculo del VAD 2018-2022

Como ya se ha mencionado anteriormente, para el cálculo de los costos de Distribución Eléctrica (VAD) ,los cuales son adicionados a los peajes de transmisión y costos de generación para obtener las tarifas eléctricas que serán cobradas a los clientes finales, se debe calcular la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo y para el cálculo de dicha anualidad se utiliza la Tasa de Actualización establecida en el artículo 79 de la LCE; bajo la situación propuesta de remunerar la actividad de distribución eléctrica según la metodología del Costo Promedio de Capital (WACC - Weight Average Cost of Capital).

Se realizará el cálculo de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo con la tasa obtenida de 7.20% a un periodo de 30 años según indica el artículo 144 del Reglamento de la Ley de concesiones Eléctricas para así hallar el nuevo VAD de mediana y baja tensión para los periodos 2018 – 2022, para tal efecto se tomarán los valores del informe 042-2020 de la empresa ENEL. Como se puede apreciar en la Tabla 17.

**Tabla 17 Simulación del cálculo del VAD para ENEL**

	N	30	
	T.A	7.20%	
ENEL	T.C.	3.245	
VAD			
Descripción	Unidad	MT	BT
Valor Nuevo de Reemplazo	Miles US \$	397,823	871,462
Costo Anual de Inversión (aVNR)	Miles US \$	32,712	71,659
Costo Anual de OyM	Miles US \$	14,411	39,971
Total Costo Anual	Miles US \$	47,123	111,630
Demanda	KW	1,217,035	734,968
VAD Inversión	US\$ / KW - mes	2,125	7,709
VAD OyM	US\$ / KW - mes	987	4,532
VAD	US\$ / KW - mes	3,112	12,242
Cargo Fijo	US\$ / mes		
VAD Inversión	S/ KW - mes	6,897	25,017
VAD OyM	S / KW - mes	3,202	14,707
VAD	S / KW - mes	10,099	39,724

Fuente: Elaboración propia, con base al informe N° 0402-2020-GRT

## **CAPÍTULO 7**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **7.1 CONCLUSIONES**

##### **7.1.1 Conclusión - Objetivo General**

Establecer la metodología para el cálculo del costo de capital de una empresa de distribución eléctrica.

##### ***Conclusión***

El cálculo del Costo de Capital dentro del sector eléctrico peruano es de vital importancia, pues su cálculo impacta la fijación de tarifas eléctricas. Si bien es cierto, a diferencia otras regulaciones la tasa de remuneración se encuentra establecido en el marco legal para el sector electricidad, se deben de tener en cuenta los riesgos y variables del mercado.

En la actualidad, la tasa de actualización no toma en cuenta los cambios existentes en el mercado peruano desde que se estableció la misma hace más de 20 años. Por lo que, de acuerdo con los cálculos ejecutados y la bibliografía revisada podemos determinar que la metodología que mejor se adecúa al sector estudiado para un cálculo más acertado del Costo de Capital de empresas de distribución eléctrica en el Perú es la metodología del costo promedio ponderado de capital o por su nombre en inglés: Weighted Average Cost of Capital (WACC) en conjunto con la metodología del CAPM Valorización de Activos de Capital o por sus siglas del inglés - Capital Asset Price Model (CAPM) para el cálculo del costo de capital propio (equity).

Según la ley de concesiones eléctricas los periodos tarifarios en el Perú se han establecido en cada cuatro años por lo que es de suma importancia que se establezca una metodología para obtener la tasa de retorno a ser utilizada en los cálculos de dichos procesos tarifarios; y que esta tasa sea obtenida mediante una metodología que tenga sustento teórico y que refleje la realidad económica del país, tal como se realiza en otros países de la región como es el caso de Brasil y Colombia; esta tasa de retorno debe

reflejar la situación económica actual del país siendo que la tasa de actualización fijada en el año 1982 no es económicamente comparable a la situación actual del Perú el cual ha venido creciendo sosteniblemente en los últimos años.

### **7.1.2 Conclusiones - Objetivos Específicos**

- Establecer una metodología para realizar el cálculo del costo de capital propio (equity) de una empresa distribuidora de energía eléctrica.

#### ***Conclusión***

De la literatura revisada, se concluye que el costo promedio ponderado de capital (WACC) es el más utilizado para calcular la remuneración del retorno de actividades reguladas; sin embargo, no existe una estandarización en el cálculo de los parámetros siendo que existen muchas fuentes de las cuales obtener la información para dicho cálculo, esta misma situación se observa en el cálculo del costo de capital propio a través de Valorización de Activos de Capital (CAPM) en la práctica es la metodología más utilizada por las entidades reguladoras; sin embargo, la definición de las variables depende de los supuestos en los parámetros de entrada que se determinen al momento de su cálculo. El caso del sector de distribución eléctrica no es la excepción.

- Identificar cuáles son los riesgos que considerar en el cálculo del costo de capital de una empresa distribuidora del sector eléctrico.

#### ***Conclusión***

La tasa calculada debe incluir como mínimo el riesgo país, debido a que el CAPM se ha desarrollado para mercados más desarrollados y más líquidos como es el caso de Estados Unidos por lo que es necesario realizar un ajuste para poder incluir el riesgo de invertir en el Perú; el riesgo regulatorio, para reflejar el riesgo que el inversionista asume por invertir en una actividad regulada como es el caso de la distribución eléctrica por estar expuesto a una regulación de precio techo o *Price-Cap* y el costo de oportunidad,

porque es el retorno que el inversionista debe obtener como mínimo por elegir invertir en una empresa de distribución eléctrica en el Perú.

- Medir el impacto del uso de la metodología elegida en el cálculo de las tarifas eléctricas

### ***Conclusión***

Con los supuestos descritos en el capítulo 6. se obtiene una tasa WACC de 7.20% después de impuestos, el cual aplicado a el cálculo del Valor Agregado de Distribución publicado en Setiembre de este año para la empresa ENEL, el VAD se ve afectado en S/3,516K para media tensión y en S/12,752K para baja tensión.

## **7.2 RECOMENDACIONES**

La tasa de remuneración de la actividad eléctrica debe ser hallada mediante las metodologías del WACC/CAPM, de acuerdo a la situación económica del Perú al momento de su cálculo de manera que pueda servir para el proceso tarifario de los 4 años siguientes, este cálculo debe ser realizado por expertos sobre la materia de manera que pueda haber un consenso en la elección de los mejores parámetros de entrada para poder obtener un resultado razonable para el inversionista y una tarifa justa para el consumidor final.

Obtener una Beta propia del sector de distribución eléctrica, siendo que casi todas las empresas listadas por Damodaran y “Finance Yahoo” se dedican a todas las actividades eléctricas en conjunto (generación, transmisión y distribución) en base al porcentaje de ventas por actividad se debe hallar una Beta propia de la actividad de Distribución de manera que refleje el riesgo operativo propio del sector.

Realizar el ajuste del Costo de Capital Propio (CAPM) por exposición a un régimen regulatorio; siendo que las empresas americanas que se utilizan para el cálculo de las betas se encuentran expuestas al régimen regulatorio por tasa de retorno y en el caso de Perú el sistema de regulatorio a afrontar es Price Cap se debe realizar un ajuste, para tal efecto se

debe considerar empresas inglesas (regulación Price Cap) que coticen en el índice FTSE 100 de la bolsa de Londres para hallar el factor adecuado.



## LISTA DE REFERENCIAS

Alexander, I., Mayer, C., Weeds, H., (1996, enero). *Regulatory Structure and Risk: An International Comparison USA*. Universidad Oxford.

Aswath Damodaran (2003, september) *Measuring Company Exposure to Country Risk: Theory and Practice*.

Asociación Colombiana De Distribuidores De Energía Eléctrica (ASOCODIS) (2008). Metodología y estimación del costo promedio ponderado de capital (WACC), para empresas de distribución de energía eléctrica. Asocodis - Uniandes. Recuperado de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65208f6d4f1c78880525785a007a6fb4/\\$FILE/E-07-7224%20Asocodis-Uniandes-EstudioWACC.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65208f6d4f1c78880525785a007a6fb4/$FILE/E-07-7224%20Asocodis-Uniandes-EstudioWACC.pdf)

Barry, P., & Collins, R. (1986, marzo). *Applications of CAPM concepts to investment Analysis under risk*. Florida University. <https://doi.org/10.22004/ag.econ.271820>

Bernal, C. (2010). *Metodología de la Investigación (3.a ed.)*. Bogotá, Colombia: Pearson Education.

Bonifaz, J. (2001). *Distribucion electrica en el Perú: regulacion y eficiencia*. Lima, Peru: Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES) / Universidad del Pacífico - Centro de Investigación (CIUP).

Bustos, A., & Galetovic, A. (2002). *Regulación Por Empresa Eficiente: ¿Quién Es Realmente Usted?* \*. Estudios Públicos, 86(Otoño 2002). Recuperado de <https://www.cepchile.cl>

CELSIA. (2013, julio). *La industria eléctrica nacional*. Presentación de inducción - Celsia presentado en Inducción Celsia, Medellín, Colombia. Recuperado de <https://www.celsia.com/Portals/0/contenidos-celsia/accionistas-e-inversionistas/perfil-corporativo/presentaciones/pdf/induccin-en-el-mercado-electrico-colombiano-2013.pdf>

Consorcio ME-COMILLAS. (2009). *Libro blanco del marco regulatorio de la distribución eléctrica en el Perú*. Lima, Perú: OSINERGMIN.

Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. (2008). *Costo de capital para remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica* - CREG. Bogotá, Colombia: CREG.

Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. (2018, 5 febrero). *Estructura del Sector*. Recuperado 19 de julio de 2020, de <https://www.creg.gov.co/sectores/energia-electrica/estructura-del-sector>

Dammert, A., Molinelli, F., & Carbajal, A. (2011). *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*. Lima, Perú: OSINERGMIN.

Dammert, A., Molinelli, F., & Garcia Carpio, R. (2008). *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico*. Lima, Perú: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú.

Eduardo Walker, (2006, Setiembre) *Metodología de cálculo para la tasa de Costo de Capital en sectores regulados: Aplicación a la Industria de distribución de Gas*. Pontificia Universidad Católica de Chile.

Fama, E., & French, K. (2013, agosto). *The CAPM: Theory and Evidence (1)*. University of Chicago. Recuperado de <http://fdjpkc.fudan.edu.cn/ssrn.com/abstract=440920>

Fernández, P. (2009). *La Prima de riesgo de mercado según 100 libros*. Barcelona, España: IESE Business School - Universidad de Navarra.

Fernández, P. (2011). *WACC: Definición, Interpretaciones equivocadas y errores*. Barcelona, España: IESE Business School - Universidad de Navarra.

Fernández, P. (2019). *WACC and CAPM according to Utilities Regulators: Confusions, Errors and Inconsistencies* Barcelona, España: IESE Business School

Fornero, R. (2014, septiembre). *CAPM, cincuenta años de una aventura intelectual*. Mendoza, Argentina: Universidad Nacional de Cuyo.

Fuentes, F., & Saavedra, E. (2007). *Un Análisis Comparado de los Mecanismos de Regulación por empresa eficiente y Price CAP*. Santiago de Chile, Chile: ILANDES-Universidad Alberto Hurtado.

Greenberg, R. Johnson G, Ramesh K (1986) *Earnings versus Cash Flow as a Predictor of Future Cash Flow Measures*. Jourhal of Accounting, Auditing and Finance, Fall. USA

Hernandez, R.; Fernandez, C.; Baptista, M (2010). *Metodología de la Investigación* (7ma ed.); Ciudad de México, México. Mc Graw-Hill

Jamasb, T. & Pollitt, M., 2001. "Benchmarking and Regulation of Electricity Transmission and Distribution Utilities: Lessons from International Experience," Cambridge Working Papers in Economics 0101, Faculty of Economics, University of Cambridge.

Joskow, P. (2006). *Regulation of natural monopolies*. Michigan, USA: Center for Energy and Enviromental Policy Research.

Mercados Energéticos Consultores. (2014, enero). *Revisión de las metodologías de remuneración de las actividades de distribución y transmisión de energía eléctrica*. Bogotá, Colombia.

Monje, C. (2011). *Metodología de la Investigación Cuantitativa y Cualitativa. Guía Didáctica*. Nieva, Colombia: Universidad SurColombiana.

Morales, A. (2009), *Propuesta para el Cálculo de Tasa de Actualización del Costo de Capital en el Negocio de Distribución de Energía Eléctrica en Guatemala y su incidencia financiera*. Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala

Mousalli-Kayat, G. (2015). *Métodos y Diseños de Investigación Cuantitativa*. Mérida, Venezuela: Universidad de Mérida.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2016, diciembre). *La industria de la electricidad en el Perú. 25 años de Aportes de crecimiento económico al país*. Lima, Perú: Osinergmin.

Organización Latinoamericana de Energía - OLADE. (2013). *Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe - Perú*. Lima, Peru: OLADE.

Rodríguez, S. (2012, mayo-agosto) *El concepto de riesgo regulatorio: su origen jurisprudencial, Contenido, efectos y límites*, España. Madrid

Rocha, K., Camacho, F., & Bragança, G. (2007). *Return on capital of Brazilian electricity distributors: A comparative analysis*. *Energy Policy*, 35(4), 2526-2537. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.09.012>

Ross, S. A (2018) *Finanzas Corporativas (11.a ed.)*. Ciudad de México, México: McGraw-Hill.

Wright, S., Mason, R., & Miles, D. (2013, febrero). *A Study into Certain Aspects of the Cost of Capital for Regulated Utilities in the UK*. Smithers & Co Ltd. Recuperado de [http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Wright\\_-\\_A\\_Study\\_into.pdf](http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Wright_-_A_Study_into.pdf)

## ANEXOS

### **Anexo 1: Componentes de la Transmisión Eléctrica y las etapas del proceso de Transmisión**

El sistema de transmisión eléctrica se compone de líneas de alta o muy alta tensión, las cuales permiten el intercambio de energía eléctrica, incluye, además, las subestaciones de transformación, los centros de control, las instalaciones de compensación reactiva, los elementos de regulación de tensión, la transferencia de potencia activa y otras instalaciones asociadas.

Según Dammert et al (2011) el proceso de transmisión eléctrica se puede dividir en 4 etapas:

La **primera etapa**, comienza después de que los generadores producen e inyectan energía y potencia al sistema de transmisión. Para esto, es necesario que se eleve la tensión con el fin de minimizar las pérdidas de energía. Dicha elevación de tensión se realiza a través de transformadores, los mismos que elevan el voltaje a niveles mayores a los 100 kilovoltios. Una vez de llegar al nivel de tensión requerido, damos pase a la **segunda etapa**, en esta se conduce la energía a través de líneas que permiten la transmisión de alta tensión, llevando la energía hacia los centros de consumo definidos para cada una de las centrales. Una vez que la energía llega a los centros ya mencionados, iniciamos la **tercera etapa**, la cual se inicia con la reducción de la tensión, y esto se logra utilizando subestaciones de transformación, en donde la energía pasa de ser muy alta o alta hasta llegar a ser de media tensión, cuando esto sucede, nos damos cuenta de que la línea se encuentra muy cercana a los centros de consumo. Por último, la **cuarta etapa**, en la que finalmente, la energía se transforma de media a baja tensión para su posterior distribución y/o consumo.

## Anexo 2: Cálculo de las Betas del sector electrico Americano

Company Name	Exchange: Ticker	Revenues	US \$	Business	Electric Activity			Beta B(l) Apalanc.	Market Capitalization	US \$	Debt	US \$	Total	US \$	B/S	Beta B(u) Unlevered	Valor x B(u)
					Gen.	Trans.	Dist.										
American Electric Power	AEP	14,920.00	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities -	X	X	X	0.31	45,610.00	M	33,390.00	M	79,000.00	M	0.7321	0.1964	15,516.30
Entergy Corporation	ETR	10,440.00	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities -	X	X	X	0.51	21,810.00	M	21,430.00	M	43,240.00	M	0.9826	0.2871	12,415.24
Centrais Eléctricas Brasileiras	EBR	-	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities -	X	X	X	0.83	9,260.00	M	-	M	9,260.00	M	0.0000	0.8300	7,685.80
IDACORP, Inc.	IDA	1,290.00	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities -	X	X	X	0.46	4,600.00	M	2,180.00	M	6,780.00	M	0.4739	0.3347	2,269.22
ALLETE, Inc.	ALE	1,150.00	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities -Diversified; regulated	X	X	X	0.33	2,900.00	M	1,920.00	M	4,820.00	M	0.6621	0.2167	1,044.36
American Electric Power Company, Inc.	AEP	14,920.00	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities - Regulated Electric	X	X	X	0.31	45,610.00	M	33,390.00	M	79,000.00	M	0.7321	0.1964	15,516.30
Avangrid, Inc.	AGR	6,260.00	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities - Regulated Electric	X	X	X	0.30	15,450.00	M	8,360.00	M	23,810.00	M	0.5411	0.2102	5,003.96
Duke Energy Corporation	DUK	23,990.00	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities -Regulated Electric	X	X	X	0.23	68,230.00	M	66,060.00	M	134,290.00	M	0.9682	0.1303	17,500.79
Edison International	EIX	12,490.00	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities -Regulated Electric	X	X	X	0.49	22,650.00	M	21,410.00	M	44,060.00	M	0.9453	0.2805	12,359.75
Entergy Corporation	ETR	10,440.00	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities - Diversified	X	X	X	0.51	21,810.00	M	21,430.00	M	43,240.00	M	0.9826	0.2871	12,415.24
EuroSite Power Inc.	EUSP	4.30	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities - Regulated Electric		X	X	-0.67	9.05	M	0.98	M	10.03	M	0.1084	-0.6171	-6.19
Evergy, Inc.	EVRG	5,010.00	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities - Regulated Electric	X	X	X	0.41	12,790.00	M	10,410.00	M	23,200.00	M	0.8139	0.2495	5,789.43
FirstEnergy Corp.	FE	10,680.00	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities - Diversified Regulated		X	X	0.26	17,910.00	M	22,180.00	M	40,090.00	M	1.2384	0.1314	5,268.74
IDACORP, Inc.	IDA	1,290.00	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities -Regulated Electric	X	X	X	0.46	4,600.00	M	2,180.00	M	6,780.00	M	0.4739	0.3347	2,269.22
NextEra Energy, Inc.	NEE	18,190.00	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities - Regulated Electric	X	X	X	0.21	148,010.00	M	48,300.00	M	196,310.00	M	0.3263	0.1670	32,775.56
NRG Energy, Inc.	NRG	9,450.00	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities -Independent Power	X	X	X	0.93	8,100.00	M	6,340.00	M	14,440.00	M	0.7827	0.5747	8,298.10
OGE Energy Corp.	OGE	2,160.00	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities -Regulated Electric	X	X	X	0.69	6,500.00	M	3,570.00	M	10,070.00	M	0.5492	0.4812	4,845.76
Pinnacle West Capital Corporation	PNW	3,450.00	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities -Regulated Electric	X	X	X	0.29	9,760.00	M	6,710.00	M	16,470.00	M	0.6875	0.1879	3,095.21
PNM Resources, Inc.	PNM	1,470.00	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities - Regulated Electric	X	X	X	0.61	4,000.00	M	3,600.00	M	7,600.00	M	0.9000	0.3565	2,709.53
Portland General Electric Company	POR	2,130.00	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities -Regulated Electric	X	X	X	0.28	3,590.00	M	3,110.00	M	6,700.00	M	0.8663	0.1662	1,113.77
Summer Energy Holdings, Inc.	SUME	172.38	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities -Regulated Electric		X	X	1.21	31.76	M	22.15	M	53.91	M	0.6974	0.7802	42.06
													789,223.94	M			167,928.16
															B(u)		0.21

[https://finance.yahoo.com/screener/predefined/ms\\_utilities?offset=25&count=25](https://finance.yahoo.com/screener/predefined/ms_utilities?offset=25&count=25)

### Anexo 3: Cálculo de las Betas del sector electrico Inglés

					Electric Activity												
Company Name	Exchange: Ticker	Revenues	US\$	Business	Gen	Trans	Dist	Beta B(l) Apalanc.	Market Capitalization	US\$	Debt	US\$	Total	US\$	B/S	B(u) Unlevere	valor x B(u)
Centrica plc	CNA.L	21,800.00	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities - Diversified; Electricity	X	X	X	1.17	2,400.00	M	5,160.00	M	7,560.00	M	2.1500	0.4268	3,226.41
Drax Group plc	DRX.L	4,700.00	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities - Renewable;	X		X	1.44	1,200.00	M	1.31	M	1,201.31	M	0.0011	1.4387	1,728.36
Good Energy Group PLC	GOOD.L	128.18	M	Sector(s): Utilities ; Industry: Utilities - Renewable; sale of electricity	X		X	1.06	27.29	M	59.77	M	87.06	M	2.1902	0.3821	33.27
													8,848.37	M			4,988.03
																B(u)	0.56

## **IRMA SOLEDAD AUQUI HINOSTROZA**

---

Contador Público con buen manejo de relaciones Interpersonales, capacidad para la toma de decisiones, motivación y desempeño bajo presión. Con más de 10 años de experiencia en áreas de Contabilidad y Finanzas en empresas del Sector Petrolero, Empresas de Servicios, en la Administración Tributaria y Outsourcing Contable. Liderando Negociaciones con diversas Instituciones Financieras, Cierres Contables y Coordinando Trabajos de Campo. Así como también, experiencia en Gestión Financiera (Budget, Cash Flow) Conocimiento de diferentes sistemas contables como Starsoft, Spring, Contasis y ERP (Ideas). conocimiento de ley SOX. Dominio avanzado del idioma Ingles hablado y escrito.

---

### **EXPERIENCIA PROFESIONAL**

#### **TETRA PAK S.A. (agosto 2017 – noviembre 2020)**

##### **Credit & Collection**

- Responsable del Cash Flow de Perú y Bolivia
- Planificación, evaluación, implementación y mejora continua de todos los aspectos de las funciones y procesos de crédito y cobro.
- Responsable de objetivos específicos de recolección y el logro
- Negociación con clientes externos e internos
- Responsable del proceso y verificación necesarios para asegurar la recolección correcta y oportuna.

#### **BPZ EXPLORACION & PRODUCCION S.R.L. (octubre de 2009 – agosto 2016)**

##### **Senior de Tesorería**

- Responsable del Cash Call de la compañía y de empresas relacionadas.
- Responsable del Cash Flow de la compañía y de empresas relacionadas.

- Preparación de diversos reportes requeridos por la Gerencia y el CFO en Houston.
- Trato directo con Bancos en diferentes operaciones Bancarias y Negociación de Productos.
- Negociación de Instrumentos Financieros con Entidades Financieras.
- Encargada del cierre mensual.
- Programación de Pago de Proveedores nacionales y del exterior.
- Custodio de la Caja Chica de la empresa.
- Responsable del cumplimiento de las políticas (SOX).
- Apoyo en la elaboración del Presupuesto Anual de la Compañía y de Empresas Relacionadas.

**TERMINAL TERRESTRE DE HUANCAYO S.A. (octubre de 2008 – Marzo de 2009)**

**Contadora**

- Elaboración y presentación de Estados Financieros Mensuales y Anuales.
- Calculo de impuestos, declaración mensual y anual ante SUNAT.
- Responsable de Planilla de sueldos.
- Negociación con Instituciones Financieras.

**SUPERINTENDENCIA NACIONAL DE ADMINISTRACION TRIBUTARIA  
(julio de 2005 – mayo de 2008)**

**Fedataria Fiscalizadora – Coordinador de Operativos Masivos**

- Atención a contribuyentes en reclamos y diversos trámites.
- Apoyo en la realización de Auditorías.
- Encargada del área administrativa.
- Devolución de mercadería comisada desde la recepción de expedientes hasta la emisión de Resolución de Intendencia y Resoluciones de Multa.
- Asistir a los fedatarios de campo en normas tributarias.
- Coordinación e trabajo de campo de fedatarios.



---

## **FORMACION PROFESIONAL**

UNIVERSIDAD ESAN

Maestría en Gestión Financiera

2017 - (Actualidad)

UNIVERSIDAD PERUANA DE CIENCIAS APLICADAS

Diplomado Especializado en Adopción y Aplicación a las NIIF

2014 – 2015

UNIVERSIDAD RICARDO PALMA

Diplomado en Tributación

2008 – 2008

UNIVERSIDAD ESAN

Diplomado en Gestión Financiera

2007 – 2007

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CENTRO DEL PERU

CONTADOR PÚBLICO

1998 – 2003

## **RESUMEN BREVE DE 200 PALABRAS**

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo proponer cuantitativamente la conveniencia de la metodología a utilizar para el cálculo del Costo de Capital en las empresas de distribución eléctrica peruanas. En la actualidad en nuestro país, la regulación indica que el retorno de la actividad está determinado por una tasa de actualización (12%), tasa que no ha variado desde 1982 y que interviene en el cálculo del costo de la actividad de Distribución (VAD) que junto a las tarifas de generación y transmisión componen la tarifa final a cobrar al usuario. Por lo que, es de suma importancia que dicha tasa refleje la realidad económica del país en cada proceso tarifario; teniendo en cuenta que el Perú ha atravesado últimamente por periodos económicamente eficientes.

De acuerdo con las condiciones económicas y regulatorias de nuestro país; y teniendo en cuenta la experiencia internacional para el cálculo del costo de capital de una empresa de distribución eléctrica. Se propone en el Perú, utilizar la metodología adecuada, como lo es el Weigh Avergae Cost of Capital (WACC) en conjunto con el Capital Asset Price Model (CAPM). Realizando los cálculos para el periodo tarifario del 2018 – 2022 se obtuvo un WACC de 7.20%.

### **Palabras Clave:**

- Conveniencia
- Metodología
- Realidad económica
- Tasa
- WACC